



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE
INGENIERIA
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y
COMPUTACION
INGENIERIA ELECTRICA**

**DISEÑO, PRUEBAS Y MANTENIMIENTO DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION**

AUTOR

Br. José Ernesto Granados Calderón

TUTOR

Ing. Augusto César Palacio Rodríguez

Managua, 17 de Abril de 2018

Índice

Introducción.....	1
Justificación.....	2
Objetivo General.....	3
Objetivo Especifico.....	3
Antecedente.....	4
Capítulo I Teoría General del Transformador.....	5
a) Conceptos básicos de campo magnético.	
b) Densidad e intensidad de flujo magnético.	
c) El concepto de Inductancia en general.	
d) Fuerza producida por corriente.	
e) Principio del transformador.	
f) El transformador sin carga.	
g) El transformador con carga.	
h) Eficiencia del transformador.	
Capítulo II Diseño del Transformador.....	43
a) Construcciones Generales.	
b) El núcleo.	
c) Herrajes o armaduras.	
d) Puesta a tierra del núcleo.	
e) Los devanados de los Transformadores.	
f) Derivaciones cambiadores de derivaciones.	
g) Recomendaciones al rediseñar bobinas.	
h) Aislamiento interno de los devanados.	
i) Conductores eléctricos.	
j) La temperatura y los materiales aislantes.	
k) Líquidos refrigerantes y aislantes.	
l) Designación de los métodos de enfriamiento.	
Capítulo III Prueba del transformador.....	79
a) Relación de transformación.	
b) Prueba de resistencia óhmica a los devanados.	
c) Prueba de Resistencia de Aislamiento de los devanados.	
d) Prueba del aceite dieléctrico.	
e) Prueba de tensión inducida para transformadores.	
f) Prueba de tensión aplicado para transformador.	
Capítulo IV Mantenimiento del Transformador.....	94

<ul style="list-style-type: none"> a) Mantenimiento preventivo. b) Inspección periódica. c) Inspección Termográfica. d) Inspecciones Visuales. e) Transformadores con humedad en sus aislamientos. f) Empaques. g) Tanque. h) Torques de apriete. i) Mantenimiento correctivo. j) Deterioro del aceite. k) Fallas en los devanados. l) Corto circuito externo. m) Recomendaciones. n) Mantenimiento de pintura de transformadores. o) Mantenimiento de aisladores. p) Secado. 	
Capítulo V Conexiones del Transformador.....	115
<ul style="list-style-type: none"> a) Conexiones de Transformadores monofásicos. b) Conexiones de transformadores en paralelo. c) Transformadores no concordantes en paralelo. d) Transformadores concordantes en paralelo. e) Conexiones de transformadores trifásicos. f) Conexión DELTA-DELTA (Δ-Δ). g) Conexión DELTA-ESTRELLA (Δ-Y). h) Conexión ESTRELLA-DELTA (Y- Δ). i) Conexión ESTRELLA-ESTRELLA (Y-Y). j) Conexión DELTA ABIERTA-DELTA ABIERTA. 	
Capítulo VI Normas del Transformador.....	121
<ul style="list-style-type: none"> a) Efecto de la altitud en la elevación de la temperatura. b) Efecto de la altitud en la rigidez dieléctrica del aire. c) Operación a tensiones superiores a la nominal. d) Rigidez dieléctrica del líquido aislante. e) Especificaciones eléctricas. f) Especificaciones de construcción interna. g) Manejo. h) Como mover el transformador de distribución. 	
Conclusión.....	130
Bibliografía.....	131
Anexo.....	133

INTRODUCCIÓN

La presente monografía tiene como propósito plantear las bases fundamentales que contribuyan a la comprensión de los problemas que se presentan en el ambiente de los transformadores distribución, siguiendo las normas indicadas y que favorezcan la toma correcta de decisiones. Asimismo, con el contenido de este trabajo se pretende ofrecer una referencia de consulta a quienes en la práctica están involucrados con la adquisición, construcción, reparación y mantenimiento de transformadores.

El trabajo está organizado en una primera parte de teoría básica que representa el medio de comprensión o explicación de una cantidad de situaciones de operación, de los equipos eléctricos, los transformadores. Enseguida se proporciona información sobre los elementos constructivos del transformador así como de su comportamiento en condiciones transitorias de energización sin carga, impulso de rayo y cortocircuito. Finalmente se conocerán las normas aplicables a los transformadores de distribución ya sea monofásicos o trifásicos y los problemas que se puedan presentar en el campo de aplicación.

JUSTIFICACION

A través de la recopilación de información pretendemos hacer llegar a estudiantes de Ingeniería Eléctrica y Técnicos Especialistas literatura clara y concisa en lo que es el tema de los transformadores de distribución.

Las personas interesadas podrán tener un aprendizaje claro y de forma fácil ya que este detalla paso por paso desde como surgen los transformadores, como fabricarlos, las ecuaciones que se usan en sus cálculos, los tipos de transformadores, sus formas de manejos y las principales fallas que puedan presentarse.

OBJETIVO GENERAL

Diseñar, Pruebas y Mantenimiento de Transformadores de Distribución.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ✓ Conocer la teoría general de los transformadores.
- ✓ Conocer el diseño de los transformadores o tipo de cálculo.
- ✓ Conocer los tipos de prueba que se le realizan a un transformador.
- ✓ Conocer los tipos de mantenimiento de los transformadores.
- ✓ Conocer las principales conexiones de los transformadores monofásicos y trifásicos.
- ✓ Conocer las normas que se utilizan en las pruebas de los transformadores.

Antecedentes

El transformador eléctrico, es posiblemente uno de los dispositivos más útiles que se han desarrollado en la electricidad, el primer prototipo de ellos fue construido por Faraday durante la realización de sus experimentos en los que descubrió la inducción electromagnética en el año de 1831.

La primera bobina de inducción fue inventada por Nikola Tesla en 1836, quien fue uno de los primeros científicos en descubrir que la relación de espiras entre el primario y secundario bobinado, hace un aumento de la Fuerza Electromotriz (FEM).

Durante los años 1830 y 1870 aproximadamente, se llevaron a cabo esfuerzos para construir mejores bobinas de inducción y gracias a esos ensayos y a los errores que se presentaban, se fueron desarrollando a un paso muy lento los principios básicos de los transformadores eléctricos.

En el año 1878, la empresa Ganz en conjunto con su grupo de ingenieros, asignaron buena parte de sus recursos para fabricar aparatos de iluminación eléctrica usando sistemas de transformadores primitivos. Mientras tanto Lucien Gaulard y John Dixon expusieron por primera vez en 1882 la idea de crear un dispositivo con núcleo de hierro al que llamaron “generador secundario” y posteriormente vendieron su idea a la compañía americana Westinghouse.

Pero fue en el bimestre de 1884 y 1885, cuando los ingenieros Zipernowsky, Bláthy y Deri de la empresa Ganz que crearon el transformador de corriente alterna al cual denominaron modelo “ZBD” y basados en el diseño de núcleo de hierro de Gaulard y Dixon descubrieron las relaciones de transformación.

Finalmente, el diseño de los ingenieros de Ganz se hizo patente con la palabra “Transformador” gracias a Bláthy Ottó quien la acuñó. Mientras que en 1885 Westinghouse compro las patentes del ZBD y le encomendó a William Stanley la construcción de un transformador para uso comercial y en 1886 fue cuando se utilizó por primera vez.

Capítulo I

Teoría general del Transformador

Conceptos básicos de campo magnético:

Flujo Magnético:

Así como una carga eléctrica produce un campo de fuerzas eléctricas, una corriente eléctrica (cargas en movimiento) produce un campo de fuerzas magnéticas. Estas fuerzas fueron descubiertas experimentalmente por Oersted, al colocar una brújula alrededor de un alambre que llevaba corriente, figs. 1.1 (a) y (b). Observó que la orientación de la brújula definía trayectorias cerradas circulares. Estas trayectorias definían líneas de lo que se conoce como flujo o campo magnético similares a los producidos por un imán. A diferencia de las líneas de campo eléctrico que van de una carga positiva a una negativa, las líneas de flujo magnético siempre son cerradas. La relación entre el sentido de la corriente y la dirección del flujo magnético que produce está determinada por la Regla de la mano derecha, según se muestra en la fig. 1.1 (c).

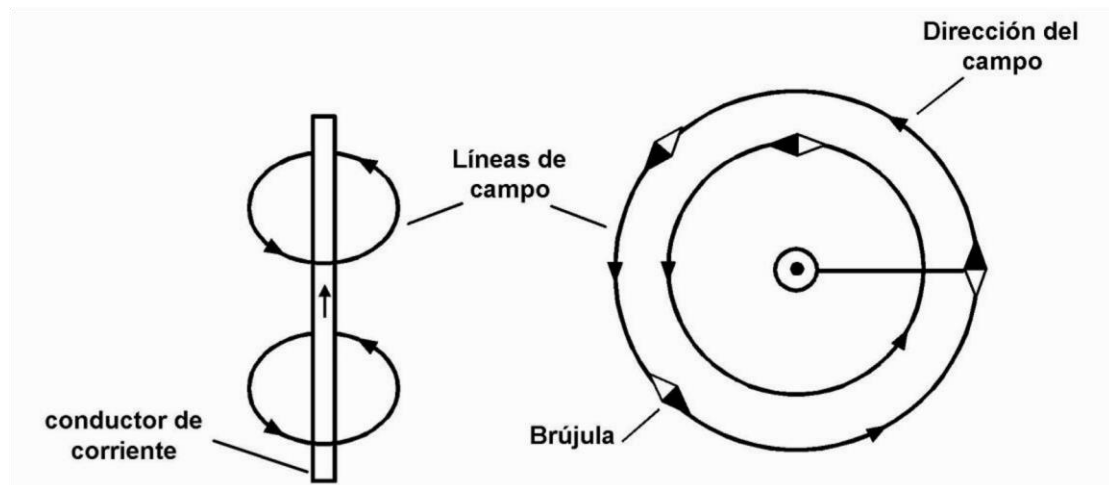


Figura 1.1 a

Figura 1.1 b

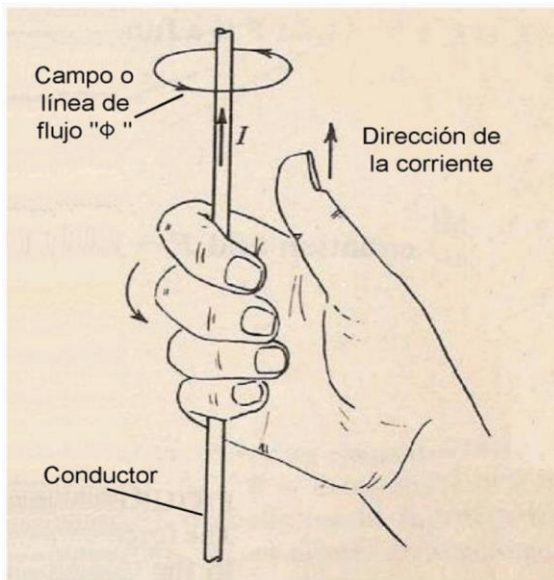


Figura 1.1 c. Campo magnético imaginario alrededor de un alambre que lleva corriente. (a) Vista de frente. (b) Vista de planta. (c) Regla de la Mano derecha, sentido convencional del flujo magnético respecto al de la corriente.

www.circuitos de campo magnetico.com

Permeabilidad magnética:

De acuerdo con su estructura atómica los materiales presentan mayor o menor facilidad para conducir flujo magnético a esta propiedad se le llama permeabilidad del material.

En física se denomina permeabilidad magnética a la capacidad de una sustancia o medio para atraer y hacer pasar a través de sí los campos magnéticos la cual está dada por la relación entre la intensidad de campo magnético existente y la inducción magnética que aparece en el interior de dicho material.

La magnitud así definida el grado de magnetización de un material en respuesta a un campo magnético se denomina permeabilidad absoluta.

La permeabilidad se representa por la letra griega μ (mu) y guarda la relación siguiente: $\mu = \mu_0 \mu_r$ o $\mu = B / H$

En donde: μ_0 = Permeabilidad del espacio vacío (Henry/metro, H/m)

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \text{ N A}^{-2} \text{ ó } \mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \text{ T m/A}$$

μ_r = Permeabilidad relativa.

B = es la inducción magnética (densidad de flujo magnético).

H = intensidad de campo magnético.

En general, la permeabilidad que se encuentra en textos o manuales de materiales es la permeabilidad relativa. Ejemplos de ésta son:

Tabla 1

Permeabilidad relativa en los materiales

Material	μ_r
Vacío	1.0
Aire	1.0
Parafina	1.0
Polietileno	1.0
Plata	1.0
Aluminio	1.0
Estaño	1.0
Latón	1.0
Grafito	1.0
Níquel	1.0
Acero al carbón	50-200
Acero al silicio	8000-30000

Nota: Enríquez Harper

Los materiales se pueden clasificar según su permeabilidad magnética relativa en:

- Ferromagnéticos ; cuyo valor de permeabilidad magnética relativa es muy superior a 1.
- Paramagnéticos o no magnéticos; cuya permeabilidad relativa es aproximadamente 1 (se comportan como el vacío).
- Diamagnéticos ; de permeabilidad magnética relativa inferior a 1.

Los materiales ferromagnéticos atraen el campo magnético hacia su interior. Son los materiales que "se pegan a los imanes". Esa propiedad recibe el nombre de ferromagnetismo.

- Materiales ferromagnéticos:

Son aquellos que se magnetizan fuertemente en la dirección del campo magnético. Tienen valores altos de permeabilidad (el hierro puro tiene una permeabilidad de 200 y el acero al silicio entre 600 a 10,000). En este grupo se encuentran el hierro, el acero, el níquel, el cobalto, la magnetita y sus aleaciones tales como el Heusler, el Permalloy, el alnico y la ferrita.

- Materiales paramagnéticos:

Son la mayoría de los que encontramos en la naturaleza. No presentan ferromagnetismo, y su reacción frente a los campos magnéticos es muy poco apreciable. La permeabilidad de estos materiales es mayor que 1, pero los valores son bajos. Pertenecen a este grupo el aluminio, el platino, el manganeso, el cromo, el oxígeno y el aire.

- Materiales diamagnéticos:

Son aquellos que se magnetizan muy débilmente, pero en sentido opuesto al campo magnetizante. La permeabilidad de estos materiales es menor que 1.

Pertenecen a este grupo el bismuto, el antimonio, el cobre, el cinc, el mercurio, el oro y la plata.

Otro efecto de los campos magnéticos sobre los materiales es el anti-ferromagnetismo, que resulta en una polarización nula del material, pero produce una ordenación interna de éste.

En la práctica los materiales ferromagnéticos se identifican fácilmente porque pueden ser atraídos por un imán.

Reluctancia:

La trayectoria seguida por el flujo magnético define un circuito magnético. De acuerdo con el valor de permeabilidad de los materiales, éstos presentarán mayor o menor resistencia al paso del flujo magnético.

Así por ejemplo en el circuito magnético de la fig. 1.2, para orientar los dipolos magnéticos del material ferromagnético en el sentido del flujo magnético se requiere una mínima energía; mientras que para orientar los dipolos del aire se requiere mucho más energía. De esto se concluye que la reluctancia del aire es notablemente mayor que la reluctancia del material ferromagnético.

$$R = l / \mu A$$

l = longitud del circuito magnético (m).

A = sección transversal del circuito magnético (m^2).

μ = Permeabilidad del material, (H/m).

R = Reluctancia del (o parte del) circuito magnético. 1/Henry (H⁻¹).

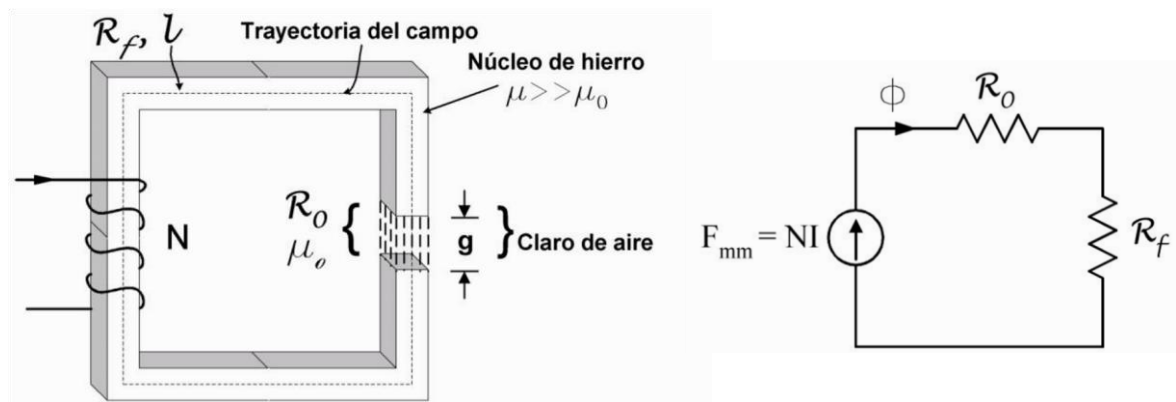


Figura 1.2 Circuito magnético con reluctancias diferentes.

www.circuitos.de.campo.magnetico.com

$$F_{mm} = NI \text{ Ampere-vueltas}$$

$$R_0 = g / \mu A$$

$$R_f = l / \mu A$$

$$R = R_0 + R_f$$

Un análisis del circuito magnético de la Fig. 1.2 permite definir otros conceptos tales como:

El producto NI se denomina la Fuerza Magnetomotriz (F_{mm}) y que en la práctica constituye la fuente productora del flujo magnético.

En analogía con un circuito eléctrico, el circuito magnético puede representarse como se muestra en la Fig. 1.3. Obsérvese las relaciones:

Reluctancia = Resistencia

Fuerza magnetomotriz = Voltaje

Flujo magnético = Corriente eléctrica

Los circuitos magnéticos siguen las mismas leyes que los circuitos eléctricos.

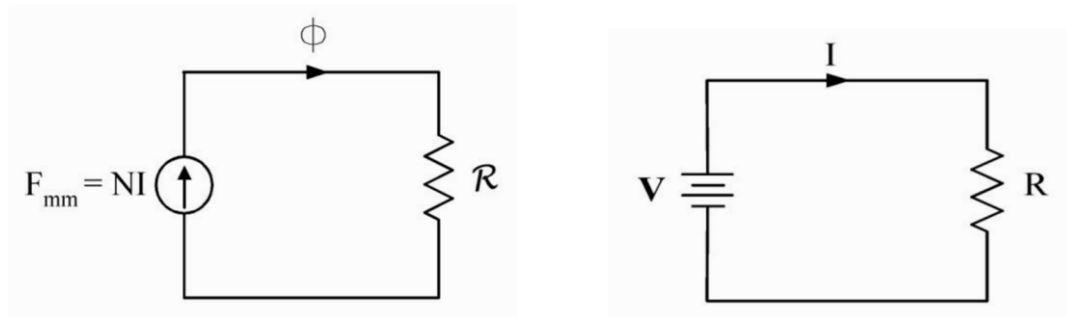


Figura 1.3 circuitos magnéticos y circuitos eléctricos

www.circuitos.de.campo.magnetico.com

Densidad e intensidad de flujo magnético:

Con relación a la figura 1.2 anterior, supóngase que el núcleo de material ferromagnético es de sección transversal "A", permeabilidad muy elevada " μ ", alrededor del cual se devana una bobina de "N" vueltas. Cuando circula corriente por la bobina se establece un flujo magnético " Φ " (letra griega fi) alrededor del circuito magnético. Consideremos idealmente que el flujo magnético es el mismo tanto en el núcleo como en el claro de aire (entrehierro). En estas condiciones podemos definir a la Densidad de Flujo Magnético como la relación del número de líneas de flujo por unidad de área, esto es: $B = \Phi / A$

En donde:

B = Densidad de flujo magnético y se expresa en Teslas.

1 Tesla = 1 Weber/m² = 10 000 Gauss.

Φ = Flujo magnético. Se expresa en Webers.

A = Sección transversal del circuito magnético, m².

Con la suposición anterior se establece idealmente que la densidad de flujo magnético es igual en el núcleo que en el claro de aire (entrehierro).

Otro parámetro que se encuentra en el análisis de sistemas magnéticos es la Intensidad de Flujo Magnético, que representa el esfuerzo necesario para orientar los dipolos magnéticos de un material. Ya que en el núcleo ferromagnético los dipolos magnéticos se orientan fácilmente se dice que para esto se requiere poca intensidad de flujo magnético.

En el caso del claro de aire, se desprende que es muy difícil orientar sus dipolos magnéticos, por lo que requiere mucho más intensidad de flujo magnético que en el núcleo ferromagnético.

En su forma más simple la intensidad de flujo magnético " H " se define por la relación: $H = NI / L$

Donde:

N = Número de vueltas de la bobina.

I = Corriente de la bobina, Amperes.

L = Longitud del circuito magnético, metros.

H = Intensidad de flujo magnético, Ampere-vueltas/metro.

Existe una relación entre la densidad de flujo magnético (B) y la intensidad de flujo magnético (H), dada por; $B = \mu H$

En los materiales ferro magnéticos esta relación generalmente es no-lineal debido a sus características propias. La curva característica B-H como la mostrada en la Fig. No. 1.4 permite apreciar que la permeabilidad puede interpretarse como la pendiente al origen y que toma valores distintos en función del punto escogido. Por este motivo, cuando se emplee el valor de la permeabilidad, éste debe considerar el punto de operación (el valor de la corriente) del sistema.

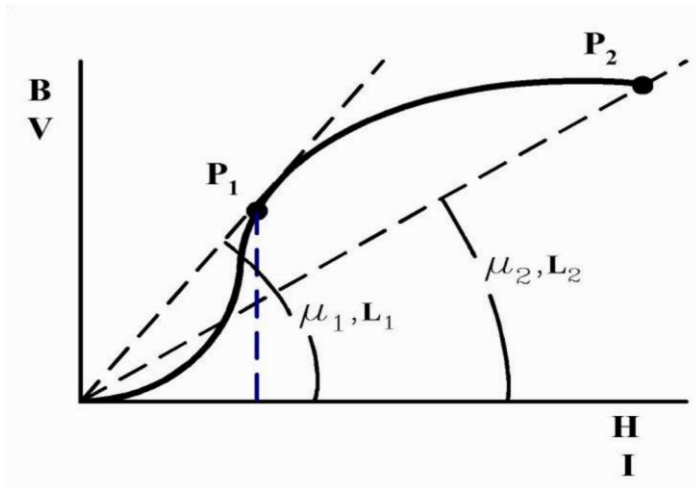


Figura 1.4 Curva B-H (curva voltaje-corriente) de un material ferromagnético. Observe la variación de la permeabilidad en función de los valores de H.

www.circuitos de campo magnetico.com

Flujos magnéticos entre dos bobinas:

La comprensión de una gran cantidad de fenómenos magnéticos y condiciones de operación en equipos tales como transformadores, generadores, motores, etc., obliga a distinguir claramente los varios tipos de flujos magnéticos e inductancias que participan en los equipos y sistemas electromagnéticos.

Considere inicialmente que se dispone de dos bobinas conductoras en aire con vueltas N_1 y N_2 respectivamente una muy cerca de la otra y que permitirán estudiar algunas situaciones de interés.

a) Corriente únicamente en la bobina 1: Los componentes del flujo magnético producido por la corriente I_1 , se definen como sigue:

Φ_{11} = Flujo total debido a I_1 .

Φ_{d1} = Flujo disperso. Enlaza únicamente a la bobina 1.

Φ_{21} = Flujo mutuo debido a I_1 . Enlaza a ambas bobinas

Es decir, se cumple que: $\Phi_{11} = \Phi_{d1} + \Phi_{21}$

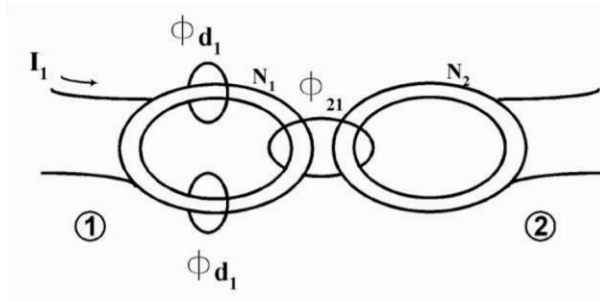


Figura 1.5 Flujos magnéticos debidos a la corriente en la bobina 1.

www.circuitosdecampo magnetico.com

b) Corriente únicamente en la bobina 2 :

Los componentes del flujo magnético producido por la corriente I_2 , Fig. 1.6, se definen como sigue:

Φ_{22} = Flujo total debido a I_2 .

Φ_{d2} = Flujo disperso. Enlaza únicamente a la bobina 2.

Φ_{12} = Flujo mutuo debido a I_2 . Enlaza a ambas bobinas.

$\Phi_{22} = \Phi_{d2} + \Phi_{12}$

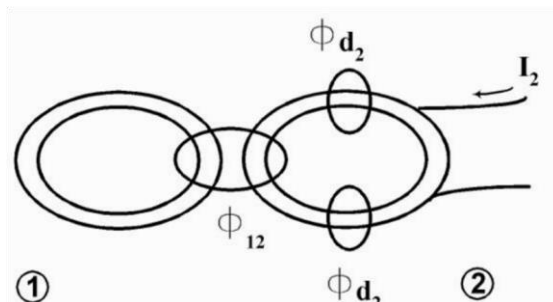


Figura 1.6 Flujos magnéticos debidos a la corriente en la bobina 2.

www.circuitos de campo magnetico.com

c) Corriente en ambas bobinas : Ahora el flujo mutuo resultante, o sea el que enlaza a las dos bobinas, Fig.1.7, se representa por Φ y se define por:

$$\Phi = \Phi_{21} \pm \Phi_{12}$$

El signo es positivo si los flujos se ayudan y negativo si estos se oponen entre sí. El Flujo total que enlaza a la bobina 1 es:

$$\Phi_1 = \Phi_{d1} + \Phi$$

De manera similar, el flujo total que enlaza a la bobina 2 resulta:

$$\Phi_2 = \Phi_{d2} + \Phi$$

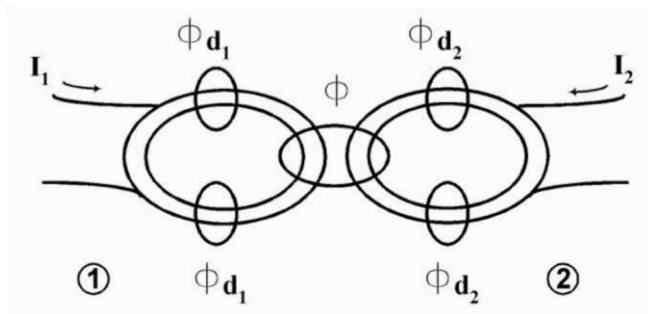


Figura 1.7 Flujos magnéticos debidos a las corrientes de ambas bobinas

www.circuitos.de.campo.magnetico.com

El concepto de Inductancia en general:

Por definición la inductancia de un elemento que lleva corriente, es la relación del eslabonamiento de flujo magnético total sobre dicho elemento respecto a la corriente que encierra. Para un medio de permeabilidad constante la inductancia se expresa mediante: $L = NF / I$

L se expresa en Henry (H) y desde el punto de vista de circuitos se representa mediante el símbolo:



Inductancias: Propia, Mutua y de Dispersión

La interacción de dos o más elementos de corriente lleva a ampliar la definición de inductancia. El análisis de los flujos entre dos bobinas en aire permite definir las inductancias presentes en cada uno de los casos.

- Inductancia propia: Se define como la relación de los eslabonamientos del flujo total que produce la corriente de la bobina respecto a esta misma corriente. Para cada una de las bobinas se tiene entonces:

$$\text{Bobina 1: } L_{11} = N_1 F_{11} / I_1$$

$$\text{Bobina 2: } L_{22} = N_2 F_{22} / I_2$$

- Inductancia de dispersión: Es la relación de los eslabonamientos de flujo sobre la propia bobina respecto a su corriente.

$$\text{Bobina 1: } L_d = N_1 F_{d1} / I_1$$

$$\text{Bobina 2: } L_{d2} = N_2 F_{d2} / I_2$$

- Inductancia mutua: Con base en el arreglo de bobinas de la Fig. 1.5 Se define la inductancia mutua de la bobina 2 debida a la bobina 1 como la relación de eslabonamientos de flujo sobre la bobina 2 respecto a la corriente de la bobina 1.

$$\text{Esto se representa por: } L_{21} = N_2 F_{21} / I_1$$

De manera análoga y según la Fig. 1.6, la inductancia mutua de la bobina 1 debida a la bobina 2 se define como la relación de eslabonamientos de flujo sobre la bobina 1 respecto a la corriente de la bobina 2, esto es:

$$L_{12} = N_1 F_{12} / I_2$$

Puede demostrarse que en la gran mayoría de las aplicaciones se tiene que:

$L_{12} = L_{21} = M$ y se conoce simplemente como inductancia mutua.

De la misma forma, para el caso de sistemas lineales se puede demostrar que:

$$L_{d1} = L_{11} - (N_1 / N_2) M, L_{d2} = L_{22} - (N_{21} / N_1) M$$

Estas inductancias intervienen en los circuitos equivalentes del transformador y determinan el Por ciento de impedancia que aparece en las placas de datos de los transformadores de distribución y potencia.

Inductancia a partir de Reluctancia:

Otra forma de presentar la definición de inductancia, conveniente para sistemas con núcleo magnético, con o sin entrehierro, Fig. 1.2 es:

$$L = N^2 / R$$

N = Número de vueltas de la bobina

R = Reluctancia total del circuito magnético, (H-1)

L = Inductancia del dispositivo, H

Se aclara que la reluctancia total de un núcleo ferromagnético con entrehierro sería la suma de las reluctancias del núcleo y del entrehierro respectivamente.

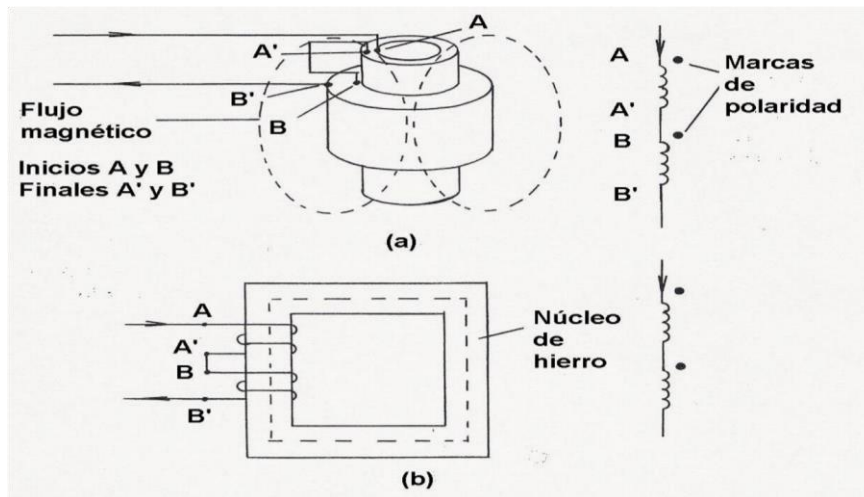


Figura 1.8 Dos bobinas devanadas en el mismo sentido, conectadas en serie, acopladas magnéticamente y su representación como circuito. (a) Con núcleo de aire. (b) Con núcleo de hierro.

www.circuitos de campo magnetico.com

Inductancias en serie acopladas magnéticamente:

Si dos bobinas comparten sus flujos magnéticos y se encuentran conectadas en serie, Fig. 1.8, tendrán una inductancia equivalente dada por la fórmula:

$$L = L_1 + L_2 + 2M$$

En donde:

L = inductancia equivalente

L_1 = inductancia propia de la bobina1

L_2 = inductancia propia de la bobina2

M = inductancia mutua

La inductancia mutua adoptaría signo negativo si los flujos resultaran con sentidos opuestos, es decir: $L = L_1 + L_2 - 2M$

Si se da el caso en que $L_1 = L_2 = M$, como en la Fig. 1.8 (b), la inductancia resultante es nula, esto es: $L = 0$.

Fuerza producida por corriente:

La magnitud de las fuerzas en condiciones normales de operación de algunos equipos eléctricos no es de gran interés, sin embargo en condiciones de cortocircuito la magnitud de las fuerzas que se generan son de carácter altamente destructivo y por tanto muy importantes.

Así como se producen fuerzas entre cargas electrostáticas, los campos magnéticos de las cargas en movimiento (de las corrientes eléctricas) producen fuerzas magnéticas.

Si un conductor que transporta corriente está dentro de un campo magnético externo, como se muestra en la figura 1.9 el conductor estará sometido a una fuerza dada por la expresión:

$$F = I L B$$

En donde:

I = corriente en el conductor (A).

F = fuerza sobre el conductor (Newton (N)).

L = longitud del conductor (m).

B = densidad de flujo de magnético.

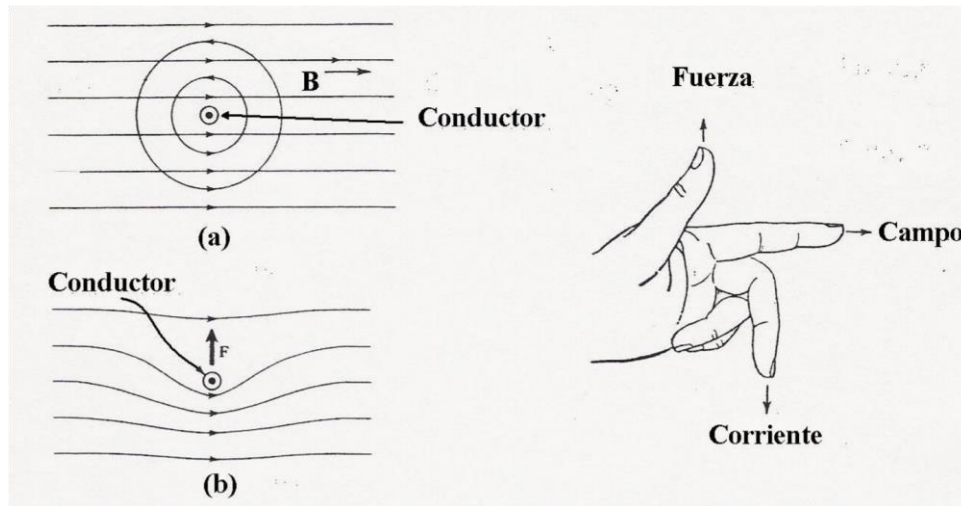


Figura 1.9 Fuerza sobre un conductor de corriente. (a) Campo magnético externo B y campo magnético de la corriente del conductor. (b) Campo magnético resultante. Obsérvese como el conductor tiende a moverse de la zona de mayor a menor campo magnético. (c) Regla de la mano izquierda.

www.circuitos de campo magnetico.com

La dirección de esta fuerza está dada de manera práctica por la regla de la mano izquierda, la cual establece que:

Si los dedos índice, medio y pulgar de la mano izquierda se disponen según direcciones perpendiculares entre sí, y con el índice se señala la dirección del campo o flujo magnético, y con el medio la dirección de la corriente en el conductor, el dedo pulgar indicará la dirección de la fuerza.

Otro método conveniente para determinar esta relación es considerar el hecho de que la concentración de las líneas de fuerza detrás del conductor tiende a empujarlo en sentido contrario.

Como la regla de la mano izquierda, impone como requisito para la existencia de fuerza, que la dirección de la corriente y la del campo magnético guarde un ángulo entre sí. Sobre esta base, un conductor cuya corriente fuera paralela al campo magnético, no experimentaría fuerza magnética alguna.

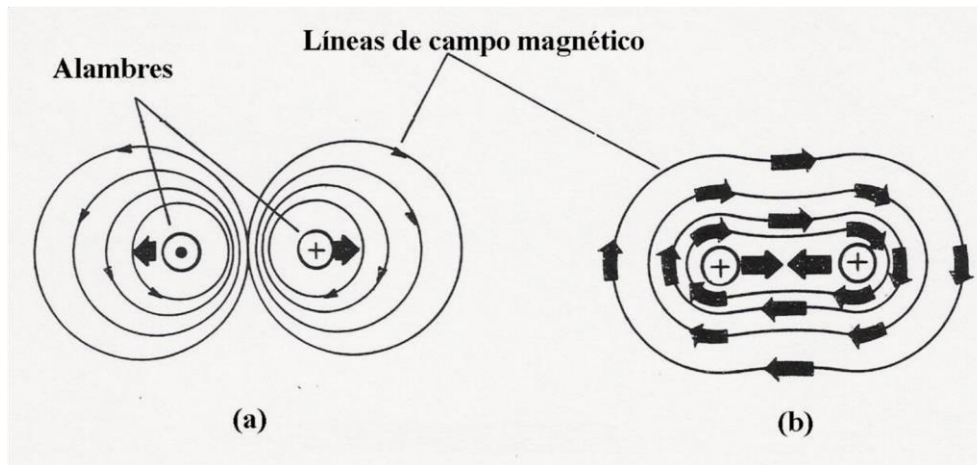


Figura 1.10 Fuerzas magnéticas entre dos alambres rectos. (a) Las corrientes opuestas producen campos opuestos que se repelen. (b) Las corrientes en la misma dirección campos que se suman y se atraen.

www.circuitos de campo magnetico.com

Al explicar el principio de producción de fuerza en un conductor se tomó como ejemplo un conductor recto. Suponga ahora que el campo magnético externo de la Figura 1.9 se debe justamente a otro conductor recto. De acuerdo con las direcciones de las corrientes en los conductores los campos magnéticos resultantes se muestran en la Figura 1.10

De estos mapas de campo se puede concluir que: conductores con corrientes en el mismo sentido se atraen y conductores con corrientes en sentidos opuestos se repelen.

Para cuantificar la magnitud de fuerza en cualquiera de los conductores puede aplicarse la expresión: $F = K I_1 I_2 D / S$

En donde:

F = Fuerza sobre el conductor, (Kg)

$K = 2.04 \times 10^{-8}$

I_1 = Corriente en el alambre 1, (A)

I_2 = Corriente en el alambre 2, (A)

D = Longitud de los alambres, (m)

S = Separación entre alambres, (m)

Ley de Faraday: Se ha estudiado como una corriente eléctrica produce un campo magnético. El proceso inverso, producir corriente eléctrica a partir de campo magnético, también es posible según se explica a continuación.

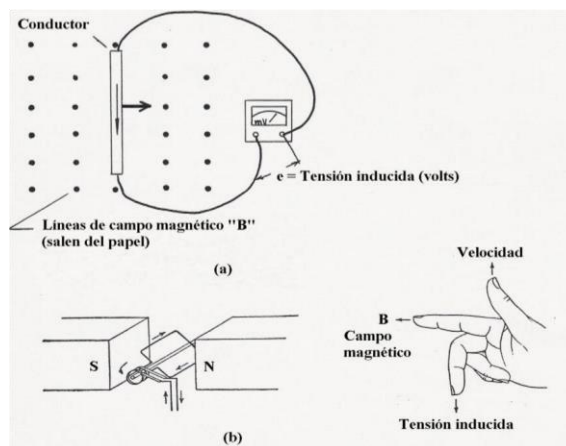


Figura 1.11 Generación de tensión inducida (o fuerza electromotriz). (a) En un conductor en movimiento, que corta líneas de un campo magnético fijo. (b) En una espira que al girar corta líneas de un campo magnético fijo.

www.circuitos de campo magnetico.com

La producción de corriente eléctrica mediante campo magnético se fundamenta en el principio de inducción electromagnética establecido por M. Faraday, según el cual, si un conductor corta líneas de campo magnético, en este conductor aparecer una tensión eléctrica denominada tensión inducida dada por la relación. $e = B l v$

En donde:

e = tensión inducida (volts)

B = densidad de flujo magnético (T)

l = longitud del conductor (m)

v = velocidad del conductor (m/s)

Con la condición de que el conductor se mueva perpendicular a las líneas de campo magnético.

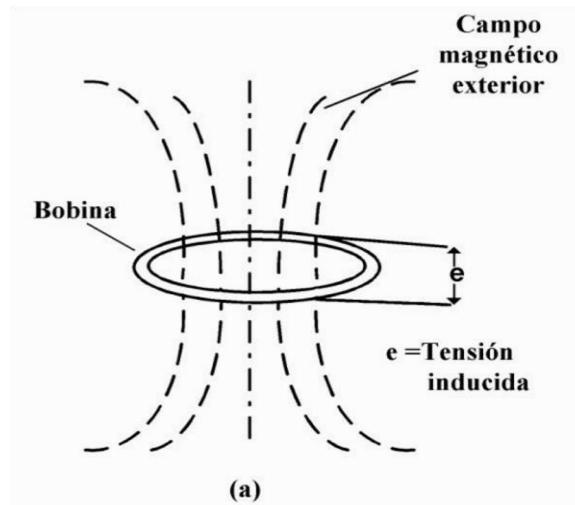


Figura 1.12 tensión inducida en bobinas por campo magnético cambiante con el tiempo (a) En una espira conductora en un campo magnético cualquiera.

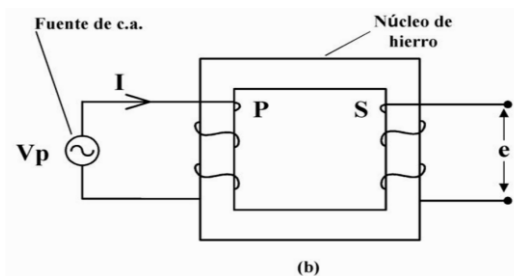


Figura 1.13 (b) En una bobina "S" debido al campo magnético de corriente alterna de la bobina "P".

www.circuitos de campo magnetico.com

El mismo principio establece la obtención de tensión inducida en las terminales de una espira de conductor o (una bobina de N vueltas) cuando ésta es eslabonada por un campo magnético de magnitud cambiante en el tiempo.

Esta última condición se expresa mediante la fórmula

$$e = - N \left(\frac{d\Phi}{dt} \right)$$

En donde:

e = Tensión inducida, (volts)

N = Número de vueltas de la bobina

$d\Phi$ = Variación de flujo magnético, (Wb)

dt = Tiempo en el cual el flujo varía. (s)

Cuando la expresión anterior se aplica en corriente alterna, se obtiene

$$E = 4.44 f B_m A N$$

En donde:

E = Tensión inducida en el devanado, (V).

f = Frecuencia, (Hz).

B_m = Valor pico de densidad de flujo magnético

(Inducción magnética) en el núcleo, (T).

A = Sección transversal efectiva del núcleo, (m²).

N = Número de vueltas del devanado.

Principio del transformador:

En la sección anterior se explicó cómo se obtiene tensión inducida por campo magnético cambiante, con base en la Ley de inducción electromagnética de Faraday. Esta ley es el punto de partida para el funcionamiento de los transformadores y así también explica un sin número de fenómenos en otros sistemas eléctricos y aplicaciones industriales.

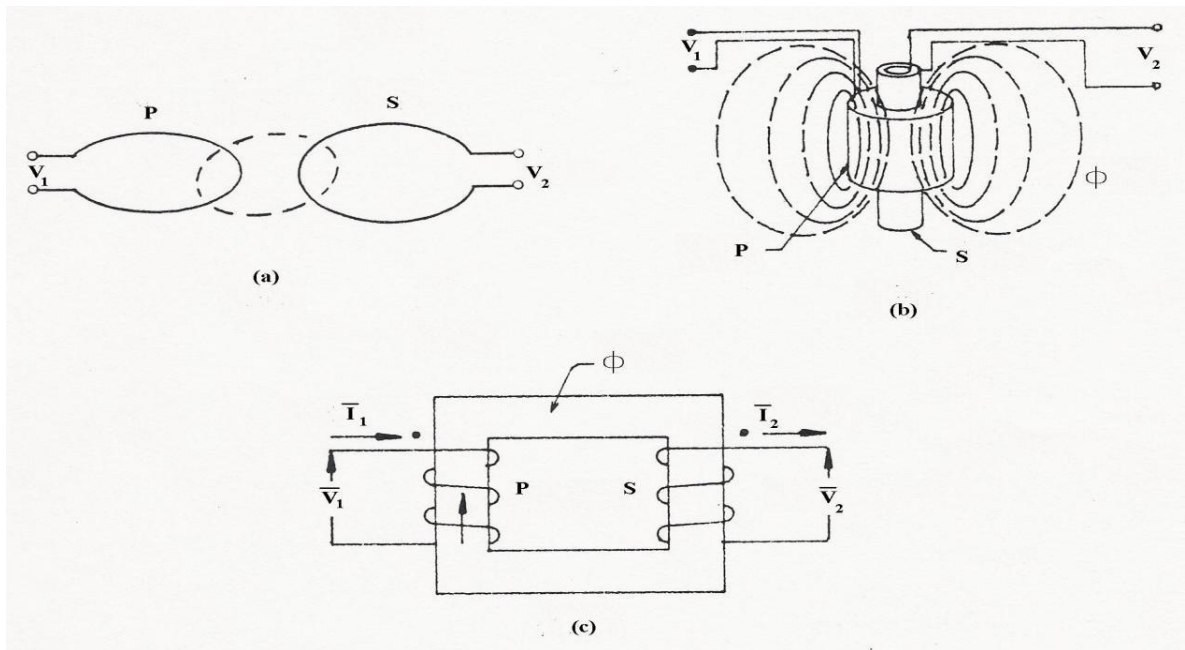


Figura 1.14 Dispositivos de transformadores de energía eléctrica. (a) Dos espiras cercanas acopladas con un campo magnético variable. (b) Dos bobinas con núcleo de aire en corriente alterna (C.A.).a. (c) Un transformador elemental con núcleo ferromagnético.

www.circuitos.de.campo.magnetico.com

Conviene recordar que la esencia de la Ley de Faraday aplicable a transformadores consiste en que cualquier campo magnético variable en el tiempo que enlaza a una espira o bobina conductora, induce en ésta una tensión eléctrica (fuerza electromotriz).

Un transformador es un dispositivo que transforma la potencia eléctrica mediante el acoplamiento de dos o más circuitos con campo magnético variable en el tiempo. Un dispositivo transformador que se pretenda opere con la más alta eficiencia, normalmente está compuesto de un núcleo de material ferromagnético, alrededor del cual se encuentran devanadas las bobinas conductoras.

Si el transformador consta de dos bobinas, la bobina que recibe la energía se le llama el primario del transformador o bobina primaria; a la bobina que entrega la energía se le conoce como el secundario del transformador o bobina secundaria.

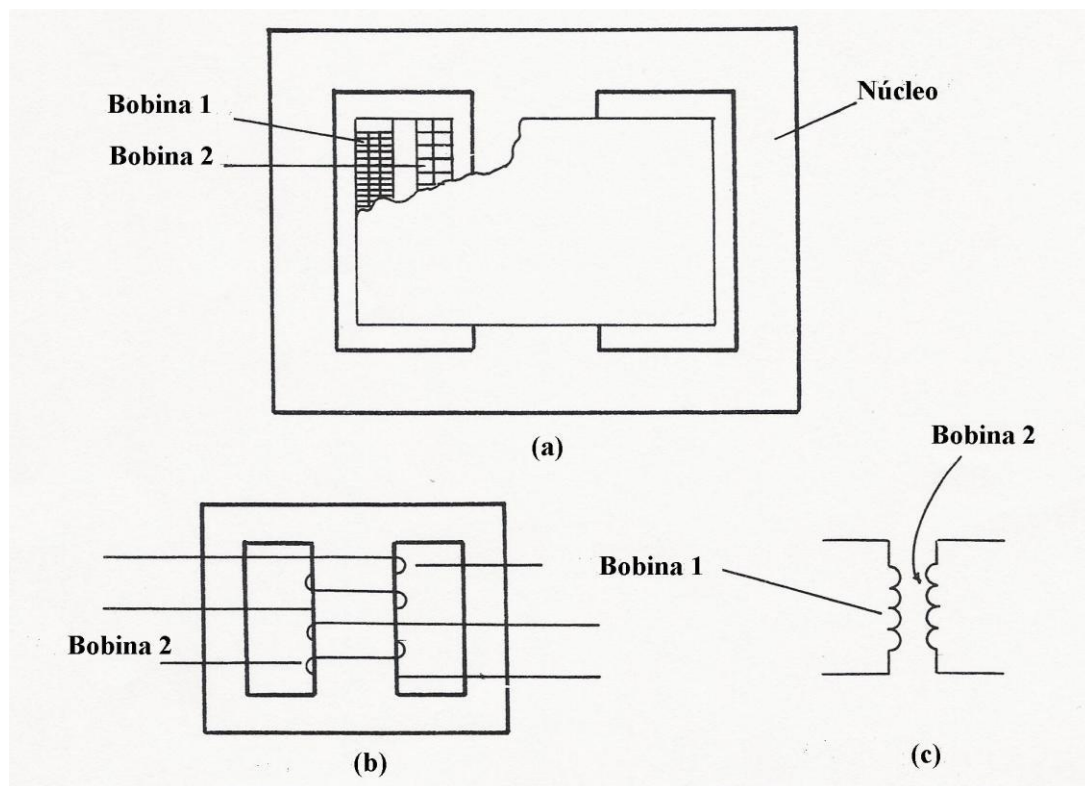


Fig. 1.15 El transformador elemental. (a) Arreglo físico de núcleo y bobinas de un transformador. (b) Una forma de representar el transformador. (c) Circuito eléctrico que simboliza un transformador.

El propósito fundamental de un transformador consiste en elevar o reducir la tensión o la corriente, lo cual realiza sin modificar la frecuencia de éstos parámetros.

Si en el núcleo del transformador de la figura anterior circula flujo magnético producido por una corriente alterna, en las bobinas que forman el transformador se inducen tensiones cuyas magnitudes están dadas directamente por la ley de Faraday, esto es;

$$E_1 = 4.44 f N_1 B_m A$$

$$E_2 = 4.44 f N_2 B_m A$$

En donde:

E_1 = Tensión primaria, V

E_2 = Tensión secundaria, V

f = Frecuencia, Hertz

B_m = Valor pico de la densidad de flujo magnético en el núcleo, T (o bien Weber/m²)

A = Sección transversal efectiva del núcleo, m²

Cualquiera de las expresiones anteriores nos indica que habrá más tensión inducida si:

- a) La bobina tiene más vueltas
- b) La frecuencia de la tensión es mayor
- c) La densidad de flujo magnético en el núcleo es mayor
- d) El área del núcleo es mayor

El transformador sin carga:

Un transformador monofásico conectado a una fuente de C.A. sin carga conectada al secundario. La corriente que registraría el amperímetro se denomina la corriente de excitación. La potencia que mediría el wáttmetro es la potencia de pérdidas en el núcleo del transformador, esto es, una imagen del calentamiento que produce el flujo magnético de C.A. al circular a través del núcleo.

Estas pérdidas del núcleo se deben fundamentalmente a dos causas:

- a) Al fenómeno de histéresis, consistente en el cambio de orientación de las moléculas del material del núcleo en cada semiciclo de C.A , este cambio de orientación produce calor en el material.
- b) A las corrientes inducidas que se producen en el núcleo al circular un flujo variable en el tiempo, de acuerdo con la Ley de Faraday.

La corriente de excitación para transformadores de distribución y mayores generalmente es menor del 3% de la corriente de plena carga del transformador.

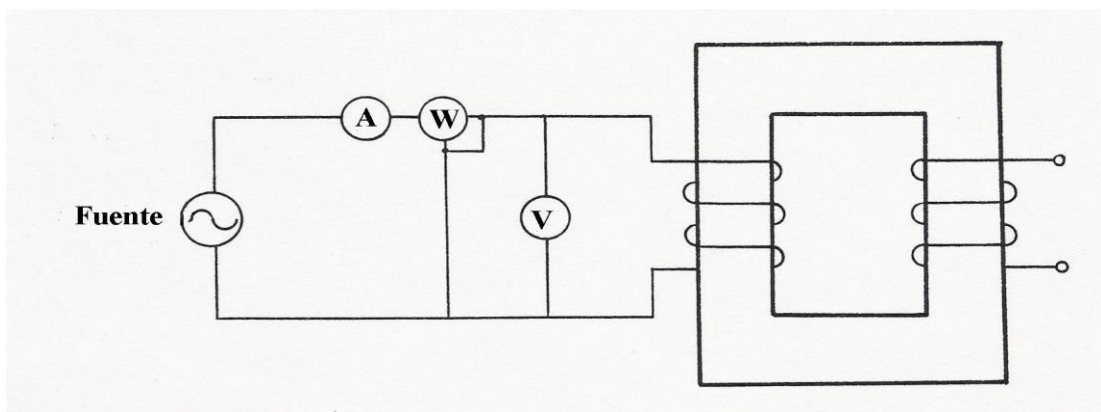


Figura 1.16 Transformador monofásico sin carga y medición de pérdidas en el núcleo y corriente de excitación.

www.transformador sin carga.com

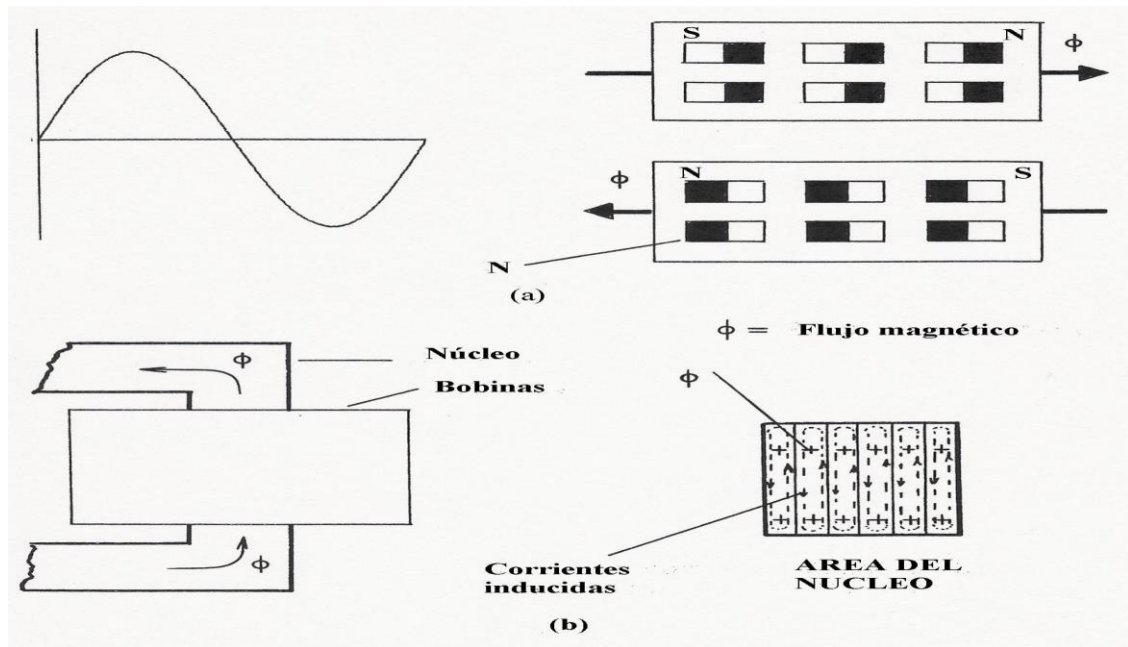


Figura 1.17 Causas de pérdidas en el núcleo de un transformador. (a) Histéresis: el cambio de orientación de las moléculas en cada semiciclo de C.A. genera calor. (b) Corrientes inducidas: la circulación de flujo magnético variable en el núcleo induce corrientes que producen calor.

www.trasformador sin carga.com

Supóngase que se tiene un transformador sin carga, cuyo núcleo tiene una sección transversal fija (A) y número de vueltas en el primario (N_1). En estas condiciones Las pérdidas en el núcleo aumentan si:

- a) La tensión primaria aumenta.
- b) La frecuencia aumenta.

Si la tensión primaria y la frecuencia son fijas, las pérdidas en el núcleo aumentan si:

- a) El área del núcleo disminuye.
- b) El número de vueltas del primario N_1 disminuye.

Circuito equivalente del transformador sin carga:

Cuando se desea analizar el comportamiento de un transformador sin carga se puede recurrir a su circuito eléctrico equivalente.

Se ha establecido que la aplicación de C.A. a una inductancia ocasiona que la onda de corriente se atrase con respecto a la onda de la tensión aplicada.

Si se toma en cuenta que una inductancia se define como la relación de eslabonamientos de flujo sobre conductores de corriente, se podrá aceptar que un transformador en vacío se comporta idénticamente que una inductancia de gran valor, lo que justifica la magnitud tan pequeña de la corriente de excitación.

Más en detalle, en un transformador sin carga, casi todo el flujo magnético que produce la bobina primaria recorre el circuito que forma el núcleo y una cantidad muy pequeña de flujo se cierra mayormente a través del aire o de materiales no magnéticos (por ejemplo: aceite de transformador) y no recorre el núcleo ferromagnético.

Con base en lo anterior, un transformador en vacío se puede representar tanto por el circuito equivalente como por el diagrama fasorial mostrado.

Con relación al circuito equivalente, conviene definir sus parámetros:

V_1 = Tensión aplicada a la bobina primaria, V.

E_1 = Tensión inducida en la bobina primaria, V.

R_1 = Resistencia de la bobina primaria, Ohms.

L_{d1} = Inductancia de dispersión de la bobina primaria, H.

L_m = Inductancia de magnetización, H.

R_c = Representa una resistencia ficticia (en Ohms) cuyas pérdidas son las del núcleo del transformador.

I_e = Corriente de excitación, A.

I_c = Corriente de pérdidas en el núcleo, A.

I_m = Corriente de magnetización del núcleo, A.

Con respecto al diagrama fasorial cabe hacer notar que:

- La corriente de excitación se atrasa casi 90° con respecto a la tensión aplicada V_1 . La componente dominante de la corriente de excitación es la componente de magnetización.
- La componente de pérdidas de la corriente de excitación está en fase con la tensión aplicada.

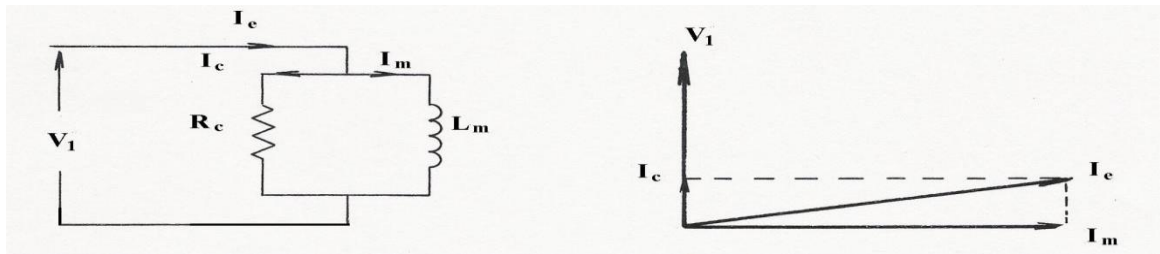


Figura 1.18 Circuito equivalente y diagrama fasorial del transformador sin carga.

www.transformador sin carga.com

El transformador con carga:

Con relación al transformador de la Figura. 1.22, cuando el interruptor del circuito secundario está abierto, se tienen las tensiones inducidas E_1 y E_2 para el primario y secundario respectivamente. E_2 también se denomina la tensión secundaria en vacío.

Cuando se cierra el interruptor se observan los fenómenos siguientes:

- 1) La tensión inducida E_2 hace circular una corriente I_2 cuya magnitud depende de la impedancia Z_c que representa a la carga.
- 2) La corriente secundaria lleva una dirección tal que produce un flujo magnético ϕ' en el núcleo opuesto al que produce la corriente primaria I_1 .
- 3) Cuando el flujo magnético en el núcleo disminuye la tensión inducida E_1 también disminuye.
- 4) La tensión E_1 , ahora menor, se opone menos a la tensión aplicada V_1 y origina que la corriente I_1 aumente en proporción a I_2 .
- 5) Al aumentar I_1 , el flujo magnético en el núcleo vuelve a tomar el valor que tenía antes de conectar la carga. Es decir, restablece su magnitud original.

Una conclusión de lo anterior es que la magnitud de flujo magnético en el núcleo no se afecta por la magnitud de la carga conectada y en consecuencia las pérdidas en el núcleo tampoco se afectan.

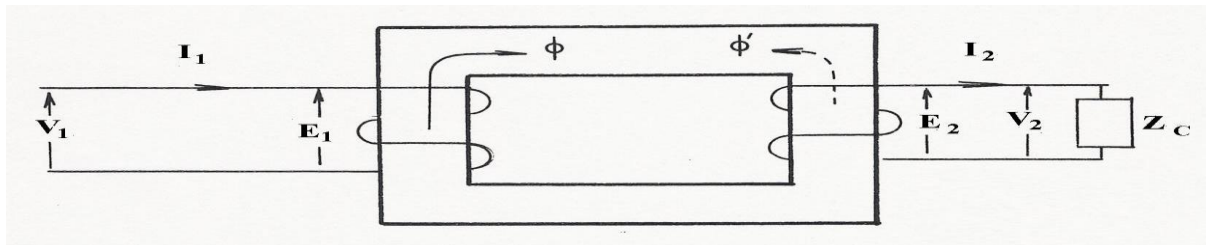


Figura 1.19 El transformador con carga y restablecimiento del flujo en el núcleo.

[www.transformador con carga.com](http://www.transformadorcon carga.com)

La proporcionalidad de las tensiones inducidas con los números de vueltas de las bobinas, según se desprende de la Ley de Faraday, puede expresarse como:

$$E_1 / E_2 = N_1 / N_2 = a$$

A esta relación de tensiones o de vueltas (a) se le conoce como la relación de transformación. También se puede definir como una relación de corrientes según se aprecia adelante.

Para ciertos problemas conviene establecer la expresión anterior como:

$$E_1 = E_2 (N_1 / N_2)$$

En donde:

E_1 = Tensión inducida en la bobina 1, V.

E_2 = Tensión inducida en la bobina 2, V.

N_1 = Número de vueltas de la bobina 1.

N_2 = Número de vueltas de la bobina 2.

La proporcionalidad de las corrientes primaria y secundaria se obtiene al observar que si se desprecia la corriente de excitación en un transformador, los ampere-vueltas primarios son iguales a los ampere-vueltas secundarios. Esto es;

$$N_1 I_1 = N_2 I_2$$

De donde se deduce que:

$$I_1 / I_2 = N_2 / N_1 \text{ o lo que es lo mismo } I_1 = I_2 = N_2 / N_1$$

En donde:

I_1 = Corriente de la bobina primaria, A.

I_2 = Corriente de la bobina secundaria, A

N_1 y N_2 = número de vueltas primarias y secundarias

Las expresiones anteriores tienen su interpretación práctica, que se ilustra con el siguiente Ejemplo:

Suponga que se tiene un transformador monofásico de 25 KVA, 13200-120 V, y que se desea conocer la corriente en el lado de alta tensión (AT) cuando se alimenta una carga en el lado de baja tensión (BT) que demanda 85 amperes.

Solución:

En primer lugar se calcula la relación de tensiones inducidas mediante la expresión;

$$N_1 / N_2 = 13200 / 120 = 110$$

Ya que la relación que interesa es N_2 / N_1 , entonces

$$N_2 / N_1 = 120 / 13200 = 0.009091$$

La aplicación que define a la corriente I_1 proporciona directamente el resultado deseado. Esto es, la corriente primaria I_1 resulta:

$$I_1 = 85 \times 0.009091 = 0.7727 \text{ A}$$

Como se ilustró en el ejemplo, para conocer la corriente en el lado de AT no se requiere medirla necesariamente. Basta determinar la relación de vueltas del transformador y hacer una simple operación con la corriente conocida en el lado de BT para obtenerla.

Impedancia vista por el primario o por el secundario:

Así como se ilustró en el ejemplo anterior cómo la tensión y la corriente de un lado del transformador constituyen una proporción de la tensión y la corriente del otro lado del transformador, respectivamente, en algunas aplicaciones conviene saber el valor que una impedancia de carga representa cuando se mide o se ve por el primario del transformador.

A continuación se muestra un transformador con una carga representada por una impedancia Z_c . Así también se indican voltímetros y amperímetros a uno y otro lado del transformador.

Se recordará que una impedancia cualquiera está definida por la tensión en sus terminales entre la corriente que pasa por ella. De esta manera, la relación de tensiones y corrientes medidas en ambos lados del transformador se expresan como sigue:

Por el lado de la carga (secundario), $Z_c = V_2 / I_2$ ohms .

Por el lado de la fuente (primario), $Z'_c = V_1 / I_1$ ohms .

Z'_c es la impedancia de la carga vista desde el primario. Si se comparan las magnitudes de Z_c y Z'_c se podrá comprobar que: $Z'_c = Z_c (N_1 / N_2)^2 = Z_c a^2$ ohms.

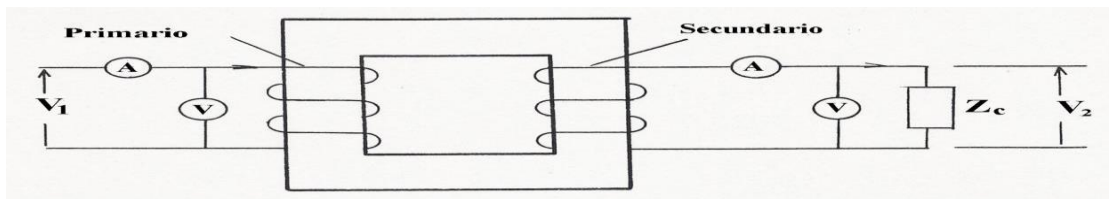


Figura 1.20 Medición de la impedancia de carga con voltímetro y

amperímetro directamente en el secundario y también desde el primario.

www.impedancia del transformador distribucion.com

Es decir, cualquier impedancia en el secundario vista desde el primario puede determinarse al multiplicar el cuadrado de la relación de vueltas por la impedancia que está en el secundario.

Circuito equivalente del transformador con carga:

La operación de un transformador con carga se puede representar matemáticamente mediante un conjunto de ecuaciones y también mediante un circuito eléctrico equivalente. La obtención práctica de este circuito es como sigue:

- 1) En condiciones de carga, la corriente secundaria origina pérdidas al pasar por los conductores de la bobina secundaria y así también define su inductancia de dispersión L_{d2} .
- 2) Obsérvese que el par de bobinas encerradas entre líneas punteadas representa un transformador ideal (transformador sin pérdidas que únicamente transforma tensión y corriente con base en la relación de transformación), el cual constituye un artificio para obtener el circuito equivalente deseado.
- 3) La rama de excitación (la parte del circuito que representa el efecto del núcleo) puede reubicar su posición sin cometerse un gran error pues la corriente de excitación en general no excede del 3% de la corriente de plena carga.
- 4) La resistencia e inductancia secundarias se pueden pasar al primario si se les multiplica por el cuadrado de la relación de vueltas para obtener R'_2 y L'_{d2} .
- 5) Se obtiene la resistencia efectiva equivalente R_e y la reactancia de dispersión equivalente X_e , de acuerdo con :

$$R_e = R_1 + R'_2 \text{ Ohms}$$

$$X_e = 6.28 f (L_{d1} + L'_{d2}) \text{ Ohms}$$

En donde:

$$R' = R_2 a^2 \text{ ohms}$$

$$L'_{d2} = L_{d2} a^2 \text{ H}$$

La impedancia equivalente del transformador expresada en Ohms resulta entonces: $Z_e = \sqrt{R_e + X_e} \text{ ohms}$.

6) Si la carga se pasa al primario se obtiene el circuito equivalente , en donde : $Z'_c = Z_c a^2$ Ohms

7) Si se desprecia el efecto del núcleo en condiciones de carga del transformador, se obtiene el circuito equivalente más simple del transformador con carga conectada.

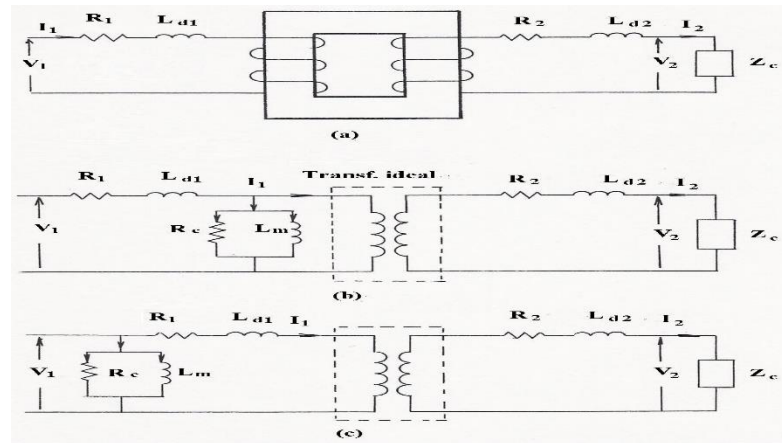


Figura. 1.21 obtención del circuito equivalente del transformador con carga.

www.transformador con carga.com

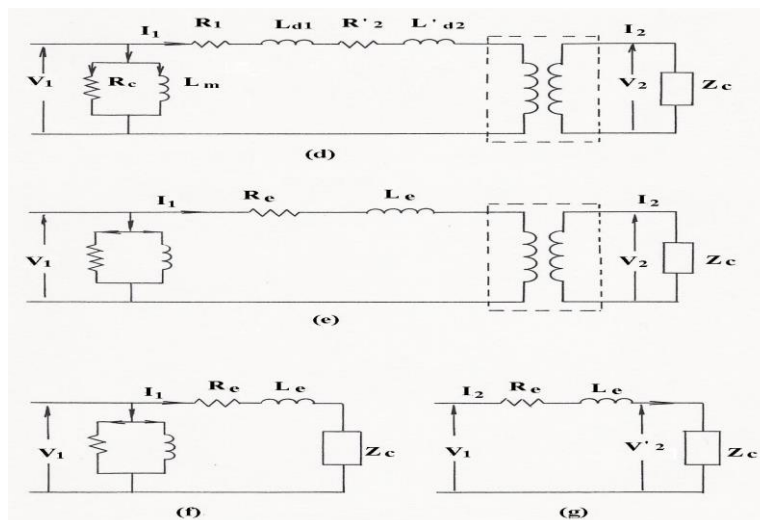


Figura. 1.22 Obtención del circuito equivalente del transformador con carga pérdidas de carga e impedancia del transformador.

www.transformador con carga.com

Como consecuencia de conectar una carga secundaria, las corrientes I_1 e I_2 alcanzan una magnitud tal que al pasar por los conductores de las bobinas producen un calentamiento de éstos denominado efecto Joule. La potencia de pérdidas en las bobinas está dada por:

$$P_j = I_1 R_1^2 + I_2 R_2^2$$

En donde

P_j = Pérdidas por efecto Joule, W.

I_1 e I_2 = ya definidas antes.

R_1 = Resistencia óhmica de la bobina primaria, Ohms.

R_2 = Resistencia óhmica de la bobina secundaria, Ohms.

Adicionalmente, las corrientes de carga elevan considerablemente la magnitud de los flujos dispersos. Parte de éstos incide directamente sobre los conductores de las bobinas y parte sobre elementos conductores fuera de las bobinas, como por ejemplo: barras, herrajes y tanque. El efecto de estos flujos es la producción de corrientes inducidas que a su vez generan calor.

Sobre esta base, las pérdidas de carga P_{cu} en un transformador se pueden expresar como: $P_{cu} = P_j + P_{ci}$

En donde la variable por definir P_{ci} representa las pérdidas por corrientes inducidas tanto en las bobinas como fuera de ellas.

Si en lugar de conectar una carga al secundario del transformador, éste se conecta en cortocircuito y se le aplica una pequeña tensión hasta hacer circular la corriente nominal del transformador, la única impedancia que limita el paso de la corriente es la impedancia del transformador. Así también la potencia que se consumiría en este circuito sería la potencia de pérdidas de carga del

transformador. En estas condiciones las pérdidas del núcleo son despreciables ya que como la tensión aplicada es muy pequeña, el flujo magnético en el núcleo también es muy pequeño y las pérdidas que causa son despreciables.

Esta misma conexión del transformador es útil para definir el por ciento de impedancia (%Z) que aparece en las placas de características de los transformadores de distribución y de potencia. Se define el % de impedancia como el porcentaje de la tensión nominal que se aplica a un transformador con el secundario en corto circuito para hacer circular la corriente nominal. Esto se expresa por: $\%Z = (V_z / V_n) 100$

En donde:

V_z = Tensión de impedancia (tensión aplicada que hace circular la corriente nominal), V.

V_n = Tensión nominal del transformador, V.

También el % de impedancia puede interpretarse como el porcentaje de la tensión respecto a la tensión nominal, que se cae en la impedancia equivalente del transformador cuando existe corriente de carga.

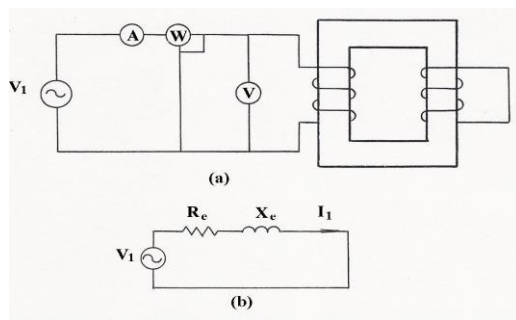


Figura 1.23 Pérdidas de carga e impedancia del transformador. (a) Transformador en cortocircuito con equipos para medir pérdidas de carga e impedancia. (b) Circuito equivalente correspondiente.

Para conocer el % de impedancia no es necesario hacer circular la corriente nominal; se puede obtener con cualquier nivel de corriente de carga. Para esto, el secundario del transformador se debe poner en cortocircuito, se aplica cualquier tensión pequeña, y se miden las magnitudes de tensión y corriente primarias.

Puesto que el transformador está en cortocircuito la impedancia medida es la impedancia del transformador expresada en Ohms, es decir: $\%Z_e = (V_1 / I_1) 100$

En donde:

Z_e = Impedancia equivalente del transformador, Ohms.

V_1 = Tensión aplicada, V.

I_1 = Corriente medida, A.

Existe una relación entre la impedancia equivalente Z_e y su porcentaje $\%Z$, dado por la fórmula: $\%Z = Z_e (P / V_n^2) 100$

En donde:

P = Potencia del transformador a la cual se desee calcular el % de impedancia. Si se desea a la potencia nominal, entonces P es la potencia nominal expresada en VA.

V_n = Tensión nominal del lado por donde se alimenta el transformador, V. El mismo valor de $\%Z$ se obtiene si P se expresa en KVA y V_n en KV.

Es muy común observar que a medida que la carga conectada a un transformador aumenta, la tensión secundaria disminuye en mayor o menor grado. Esto se debe a que parte de la tensión de la fuente "se cae" dentro del mismo transformador (en la impedancia equivalente) y entonces la tensión secundaria se reduce. Este fenómeno se manifiesta siempre y cuando la carga

sea de factor de potencia unitario o atrasado (cargas resistivas e inductivas), ante cargas capacitivas la tensión secundaria tiende a aumentar.

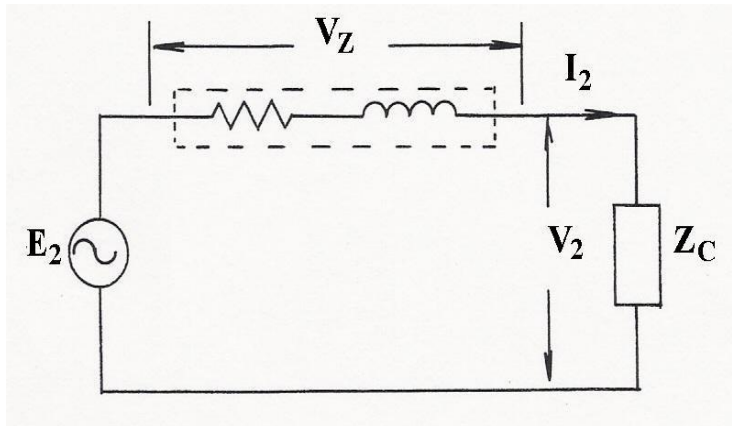


Figura 1.24 Regulación de tensión en el transformador con carga de F.P. unitario y F.P. atrasado. A más corriente la caída de tensión en la impedancia del transformador aumenta y la tensión V_2 se reduce.

[www.transformador con carga.com](http://www.transformadorcon carga.com)

El concepto de regulación cuantifica la variación de la tensión secundaria del transformador desde su estado sin carga hasta su estado de plena carga y se define como: $\%Reg = (E_2 - V_2 / V_2) 100$.

En donde:

$\%Reg$ = Por ciento de regulación del transformador

E_2 = Tensión secundaria sin carga, V.

V_2 = Tensión secundaria con carga, V.

La regulación también se puede calcular con otras fórmulas que dependen de la impedancia y del factor de potencia de la carga. Los porcentajes típicos de regulación a carga nominal y F.P. unitario en general no exceden 2%. Sin

embargo si el F.P. cambia por decir a 0.8 el porcentaje de regulación se puede incrementar hasta 7 veces el valor con F.P. unitario.

Eficiencia del transformador:

Es un concepto directamente relacionado con las pérdidas del transformador. A más pérdidas menos eficiente. La eficiencia se define como la relación de la potencia que entrega el transformador entre la potencia que recibe de la fuente. Se acostumbra expresarla en por ciento y está dada por la fórmula:

$$\text{Eficiencia} = (\text{Potencia de salida} / \text{Potencia de salida} + \text{perdida}) 100$$

En transformadores de distribución y potencia la eficiencia máxima generalmente ocurre alrededor del 60% de la carga. Si el factor de potencia se atrasa, la eficiencia se reduce.

La eficiencia en transformadores de distribución y potencia es bastante alta. Varía desde alrededor de 97.7% en pequeñas capacidades y supera 99% en grandes capacidades.

Capítulo II

Diseño del Transformador

Construcciones Generales:

Un transformador consta de dos partes esenciales; el núcleo magnético y los devanados, estos están relacionados con otros elementos destinados a las conexiones mecánicas y eléctricas entre las distintas partes al sistema de enfriamiento al medio de transporte y a la protección de la maquina en general.

En cuanto a las disposiciones constructivas el núcleo determina características relevantes de manera que se establece una diferencia fundamental en la construcción de transformadores dependiendo de la forma del núcleo pudiendo ser el llamado núcleo tipo columnas y el núcleo tipo acorazado.

Existen otros aspectos que establecen diferencias entre tipos de transformadores como es por ejemplo el sistema de enfriamiento que establece la forma de disipación del calor producido en los mismos o bien en términos de su potencia y voltaje para las aplicaciones como por ejemplo; clasificar en transformadores de potencia o tipo distribución.

El núcleo:

Al momento existen básicamente dos materiales para la fabricación de núcleos de transformadores: acero al silicio y acero amorfo.

El núcleo magnético está formado por laminaciones de acero que tienen pequeños porcentajes de silicio (alrededor del 3% a 4 %) y que se denominan (Laminaciones Magnéticas) estas laminaciones tienen la propiedad de tener pérdidas relativamente bajas por efecto de histéresis y corrientes circulantes o parasitas.

Las laminaciones se disponen o colocan en la dirección del Flujo Magnético de manera que los núcleos para transformadores están formados por un conjunto de laminaciones acomodadas en la forma y dimensiones requeridas la razón se usar laminaciones de acero al silicio en los núcleos de los transformadores es que el silicio aumenta la resistividad del material y entonces hace disminuir la magnitud de las corrientes parasitas y en consecuencia las perdidas por este concepto.

En general las laminaciones al silicio se satura para valores de inducción más bajos de aquellos relativos a las laminaciones normales tales valores van disminuyendo al aumentar el contenido del silicio.

Propiedades de lámina de acero de silicio usadas en los núcleos de transformadores.

Tabla 2

Propiedades de lámina de acero de silicio usadas en los núcleos de transformadores.

Contenido de silicio en por ciento	Espesor en mm	Perdidas en Watts/KG	Peso en KG/M3
3.8 - 4.0	0.35	1.3	7550
4.0 - 4.5	0.35	1.1-1.0	7500
4.0 - 4.5	0.35	1.7-0.6	7500

Nota: Enriquez Harper

Acero al silicio:

Este material es una aleación de hierro y silicio con bajo contenido de carbón. Es el material tradicionalmente empleado en núcleos de transformadores. Se fabrica en espesores desde 0.18 mm hasta aproximadamente 0.64 m. El acero al silicio se fabrica con grano orientado o con grano no orientado.

El acero con grano orientado posee muy buenas propiedades magnéticas en el sentido de orientación dado a las partículas de la lámina. Esto significa que cuando el flujo magnético circula en la dirección de orientación del grano las pérdidas (calentamiento) en el material son muy bajas. Si el flujo circulara perpendicular a la orientación del grano, el material experimentaría pérdidas muy superiores a las producidas en el sentido de orientación. Este es el material tradicionalmente empleado en transformadores de distribución y de potencia. El más popular es el tipo denominado M-3 (por la compañía ARMCO) de 0.23 mm a 0.36 mm de espesor.

El acero con grano no orientado conserva las mismas propiedades independientemente de la dirección del flujo a través de la lámina, y sus pérdidas son mayores que las del acero orientado. Este tipo de acero conviene aplicarlo en sistemas en los cuales las trayectorias del flujo magnético no son predominantemente en la misma dirección, tal como sucede en las máquinas rotatorias. El espesor mínimo de este tipo de acero es 0.35 mm (0.14").

Acero amorfo:

Es un material cuyo desarrollo se intensificó a partir de la década de los ochentas, está compuesto por hierro y otros elementos entre los que predomina el boro.

Físicamente es de estructura sumamente frágil similar a la de un vidrio muy delgado, debido a las limitantes de fabricación difícilmente se han alcanzado

espesores del orden de 0.13 mm y por tanto la manufactura de núcleos no es simple.

Este material posee excelentes propiedades magnéticas en cualquier dirección. Las pérdidas por unidad de peso pueden alcanzar la cuarta parte de las pérdidas del acero al silicio tipo M-4 de 0.28 mm . En los Estados Unidos de Norteamérica hay varias decenas de miles de transformadores de distribución operando en zonas en las cuales el costo de la energía es sumamente elevado. Recientemente se anunció el desarrollo de un transformador de 3000 KVA con acero amorfo, el cual probablemente es el inicio de la aplicación de este material en transformadores de potencia.

Núcleos típicos empleados en la industria de los transformadores:

Se conocen dos tipos fundamentales de núcleos en cuanto a su relación de ensamble con las bobinas, estos son el tipo columnas y el tipo acorazado.

En los núcleos magnéticos de los transformadores tipo columna se distinguen dos partes principales (las columnas o piernas y los yugos) en las columnas se alojan los devanados y los yugos unen entre sí a las columnas para cerrar el circuito magnético.

Debido a que las bobinas se deben montar bajo un cierto procedimiento y desmontar cuando sea necesario por trabajos de mantenimiento los núcleos magnéticos son armados en tal forma que son desmontables para poder meter y sacar las bobinas de las columnas poniendo los núcleos que cierran el circuito magnético terminar al mismo nivel en la parte que está en contacto con los yugos o bien con salientes. En ambos casos los núcleos se arman con (juegos) de laminaciones para columnas y yugos que se arman por capas de arreglos (pares e impares) .

Secciones de las columnas:

Las secciones de las columnas determinan automáticamente las secciones de los núcleos por razones de tipo económico y también para equilibrar los esfuerzos electrodinámicos que se pueden presentar entre los conductores los devanados se construyen casi siempre en forma circular.

Esto requiere al menos técnicamente que las columnas del núcleo deban tener sección circular debido a que esta condición no es prácticamente realizable se busca aproximarse haciendo la sección de la columna en escalones. Donde luego que la construcción es más costosa mientras mayor sea el número de escalones debido a que cada escalón requiere de dimensiones distintas de las laminaciones para transformadores pequeños se puede aceptar el uso de sección cuadrada o cruciforme (sección en cruz).

En transformadores grandes se hacen las columnas con un número elevado de escalones con el objeto de obtener un mayor (factor de utilización geométrica) de la sección a mayor capacidad del transformador mayor es el número de escalones pudiendo llegar a ser hasta 10 o 12 escalones.

En cuanto a los yugos se refiere no estando vinculados estos con los devanados pueden ser entonces rectangulares aun cuando pueden tener también escalones para mejorar el enfriamiento.

Tipos de núcleo:

A. Tipo núcleo o de columnas:

Es aquél en el que las bobinas rodean al circuito magnético. Se usan en todo tipo de capacidades. La sección transversal puede ser rectangular hasta aproximadamente 10 MVA. La sección cruciforme (o escalonada) se emplea tanto en transformadores de distribución como de potencia.

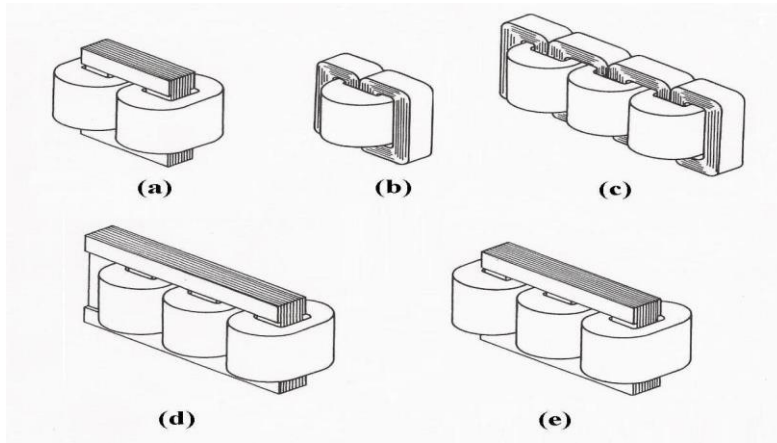


Figura 1.25

- (a) Acorazado monofásico, apilado
- (b) Columnas monofásico, enrollado
- (c) Acorazado trifásico 5 piernas, enrollado
- (d) Columnas trifásico 4 piernas, apilado
- (e) Columnas trifásicas 3 piernas, apilado

www.tipos de nucleos.com

B. Tipo acorazado:

Es aquél en el que el circuito magnético rodea a las bobinas. Los hay de sección rectangular y sección cruciforme.

Este tipo tiene la ventaja con respecto al llamado tipo columna de reducir la dispersión magnética su uso es más común en los transformadores monofásicos en el núcleo acorazado los devanados se localizan sobre la columna central y cuando se trata de transformadores pequeños las laminaciones se hacen en troqueles las formas de construcción pueden ser distintas y varían de acuerdo con la potencia.

Por su forma de ensamblar las láminas los núcleos pueden ser de dos tipos: enrollado y apilado.

Núcleo enrollado:

Se forma de un rollo de lámina continua al cual se le hace un corte. Las láminas cortadas se acomodan y traslapan nuevamente en rollo. Mediante prensas y moldes se obtienen las dimensiones especificadas y finalmente se recose. Usualmente son de sección rectangular. Este núcleo es muy popular en transformadores de distribución y se emplea en transformadores hasta aproximadamente 1500 KVA.

Fabricación del núcleo enrollado. (a) Toroide de lámina continúa. (b) Corte. (c) Traslape. (d) Formado. (e) Recocido.

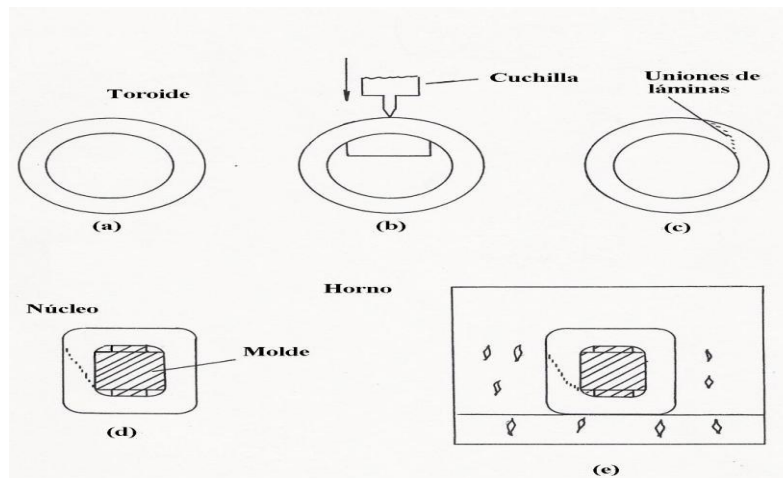


Figura 1.26

Fabricación del núcleo enrollado. (a) Toroide de lámina continúa. (b) Corte. (c) Traslape. (d) Formado. (e) Recocido.

www.tipos de nucleos.com

Núcleo apilado:

Se forma de varias láminas cortadas y apiladas en grupos. En núcleos de sección transversal rectangular usualmente se requieren 3 o 4 piezas para constituir piernas y yugos. En núcleos de sección transversal cruciforme se requieren 3 o 4 piezas por escalón de núcleo.

Magnetostricción:

La onda sinusoidal representa el flujo de electricidad desde la mitad positiva del ciclo, pasando por neutro, hacia la mitad negativa. Este ciclo ocurre 60 veces por segundo, yendo de positivo a negativo una y otra vez. Esta es la base del proceso que llamamos magnetostricción.

A medida que la corriente eléctrica varía como se indica en la onda sinusoidal, el flujo magnético también lo hace a través del núcleo magnetizado. El núcleo es halado hacia adentro en el piso del ciclo positivo.

Cuando el flujo eléctrico alcanza de nuevo el punto (0) en la onda, el transformador se relaja.

Cuando la corriente eléctrica se dirige hacia el pico negativo del ciclo, el núcleo magnetizado nuevamente es halado hacia adentro a causa del flujo magnético. Nuevamente al alcanzar (0) el flujo eléctrico el transformador se relaja.

Está muy ligera contracción y expansión del laminado del núcleo durante la magnetización y desmagnetización, medidos en partes por millón (micro pulgadas por pulgada de longitud del acero), ocurre 120 veces por segundos a esto se denomina magnetostricción.

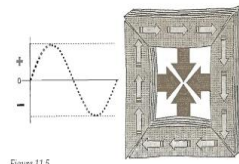


Figura 11.5

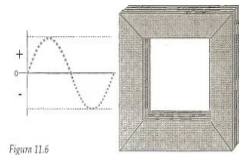


Figura 11.6

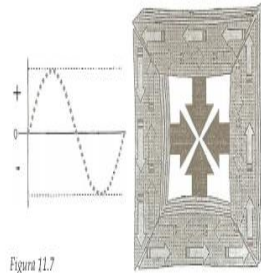


Figura 11.7

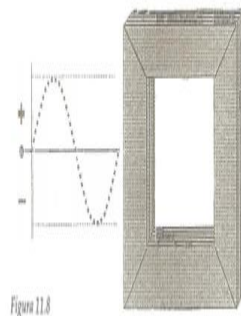


Figura 11.8

Figura.1.27

www.nucleo del transformador.com

Dimensionamiento de la sección del núcleo.

Con el valor del flujo e inducción ya obtenidos se calcula la sección neta del núcleo que dividido por el factor de apilado resulta la sección real, si bien el flujo Φ contiene al flujo disperso.

$$S_n [m^2] = \frac{\Phi [Wb]}{B [Wb / m^2]} \quad \text{y} \quad S_{verdadera} = \frac{S_n}{f_{ap}} \quad \text{siendo} \quad f_{ap} = \text{factor de}$$

apilado

Se eligen los escalones de la laminación del núcleo en base a la potencia del transformador según lo descripto a continuación:

$$D = x \cdot \sqrt{S_n} \quad \text{siendo} \quad D : \text{diámetro circunscripto}$$

Núcleos Transformadores

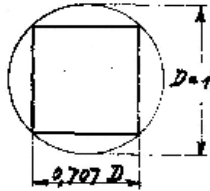
S_h = sección hierro puro

D = Diámetro circunscripto

Coef. apilado = 0,96

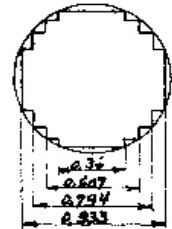
Sección cuadrada

$$D = 1,44 \sqrt{S_h}$$



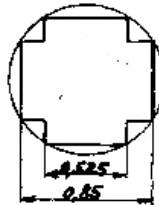
Sección a 4 escalones

$$D = 1,225 \sqrt{S_h}$$



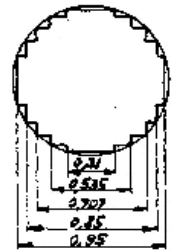
Sección en cruz

$$D = 1,3 \sqrt{S_h}$$



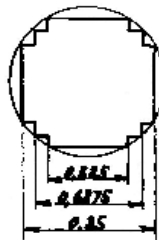
Sección a 5 escalones

$$D = 1,21 \sqrt{S_h}$$



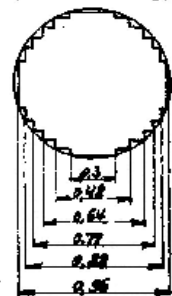
Sección a 3 escalones

$$D = 1,25 \sqrt{S_h}$$



Sección a 6 escalones

$$D = 1,19 \sqrt{S_h}$$



1 escalón : hasta 5 kVA

4 escalones : hasta 200 kVA

2 escalones : hasta 15 kVA

5 escalones : hasta 500 kVA

3 escalones : hasta 50 kVA

6 escalones : hasta 750 kVA

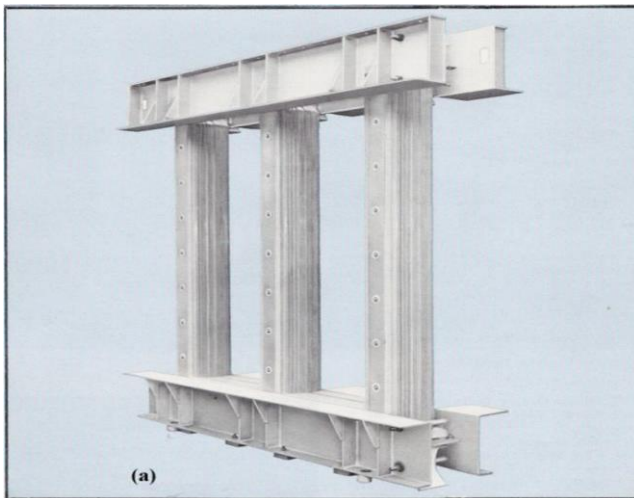
Con el tipo de sección de núcleo elegido (escalones) y la sección real calculada se obtiene el diámetro circunscripto que sirve como base para los cálculos eléctricos del transformador.

Precauciones de manufactura y rearmado de núcleos: El conocimiento de las causas que deterioran la lámina del núcleo así como de los fenómenos que se presentan en el transformador, permiten establecer las siguientes recomendaciones de manufactura y rearmado de los núcleos:

- 1) La lámina de acero eléctrico no debe ser golpeada innecesariamente. En algunos casos podrá usarse un martillo de hule.
- 2) Los cortes de la lámina deben ser lo más precisos posibles de manera que no causen rebabas que puedan formar vueltas en cortocircuito a través de las láminas del núcleo.
- 3) Las uniones deberán ser traslapadas y con la menor separación posible entre láminas. Los claros excesivos aumentan la corriente de excitación.
- 4) En un núcleo cruciforme conviene identificar y registrar las diferentes piezas que lo forman.
- 5) Cualquier paquete de láminas debe aislarse mediante cartón o madera para evitar que algún herraje forme cortocircuito con algunas láminas del núcleo. Este aislamiento también contribuye a reducir la vibración y el ruido del transformador.
- 6) Si alguna lámina se ha oxidado por humedad y es factible reutilizarla, ésta debe limpiarse perfectamente para aplicarle algún barniz que sustituya el aislamiento original.
- 7) La puesta a tierra del núcleo se efectúa mediante una cinta de cobre insertada entre las láminas del núcleo y se conecta en un solo punto, usualmente en el herraje superior. Hacerlo en más de un punto puede formar vueltas en cortocircuito.
- 8) Si se trata de un transformador en reparación, por seguridad vale la pena medir las pérdidas del núcleo sin las bobinas originales.
- 9) En el caso de que se trate de un núcleo con tornillos metálicos pasados, estos deberán aislarse perfectamente para evitar formar vueltas en cortocircuito con las láminas.

Herrajes o armaduras: La sujeción mecánica del núcleo tiene como propósito garantizar su integridad como conjunto de tal manera que se pueda levantar y soportar los esfuerzos de cortocircuito transmitidos por las bobinas. En transformadores de distribución, la sujeción es muy simple, y puede estar constituida por flejes o pequeños marcos estructurales que aseguran la rigidez mecánica necesaria. En transformadores de tres columnas generalmente los

Uso de tornillos en el núcleo. El uso de pernos o tornillos metálicos que atraviesan la sección transversal del núcleo ocasionan concentraciones locales de flujo magnético que causan pérdidas adicionales. Estos tornillos se llegan encontrar en algunos transformadores de más de 10 MVA, aunque esto no es ninguna regla. En el caso de algunos fabricantes, desde hace algunos años, estos tornillos se han sustituido por cintas de fibra de vidrio impregnadas con resina termofraguante que se colocan alrededor del núcleo.



54

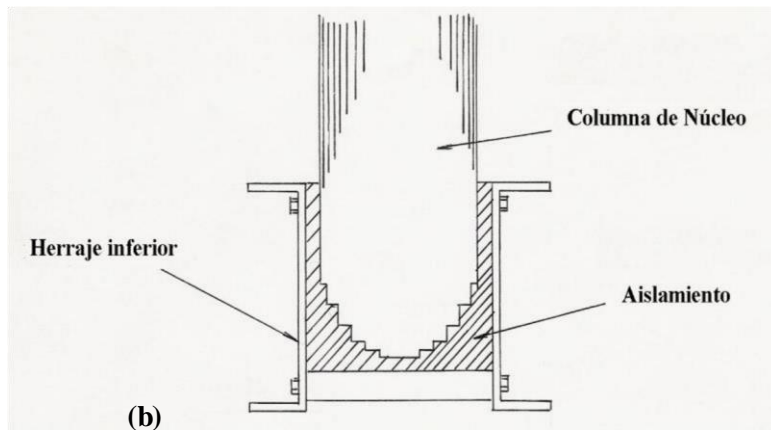


Figura 1.29

www.herraje-del-transformador.com

Puesta a tierra del núcleo:

El núcleo, herrajes y tanque de un transformador deben estar al mismo potencial de tierra tanto por seguridad personal como por seguridad del transformador. Si el núcleo no está a tierra, durante la operación normal se inducen en éste cargas eléctricas, las cuales pueden causar descargas parciales en algunos aislamientos que tarde o temprano desencadenar una falla franca y además ocasionan interferencia en sistemas de comunicación. Si el transformador recibiera una descarga atmosférica o se le aplicara una prueba de impulso de rayo, el potencial que adoptaría el núcleo es impredecible y se pueden presentar diferencias de potencial de mucha mayor magnitud a las previstas y ocurrir una falla. Para evitar corrientes inducidas indeseables o vueltas parciales en cortocircuito, el núcleo debe conectarse a tierra solamente en un punto.

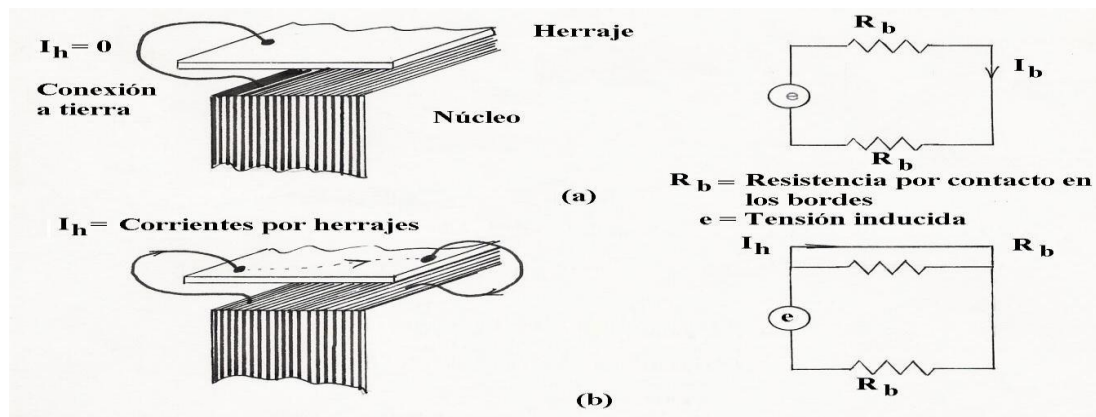


Figura 1.30 Conexión del núcleo a tierra. (a) Correcta, (b) Incorrecta.

www.nucleo del transformador.com

Los devanados de los Transformadores:

Los devanados de los transformadores se pueden clasificar en baja y alta tensión esta distinción es de tipo global y tiene importancia para los propósitos de la realización práctica de los devanados debido a que los criterios constructivos para la realización de los devanados de baja tensión son distintos de los usados para los devanados de alta tensión.

Para los fines constructivos no tiene ninguna importancia la función de un devanado es decir que sea primario o el secundario, importa solo la tensión para la cual debe ser previsto.

Otra clasificación de los devanados se puede hacer con relación a la potencia del transformador para tal fin existen devanados para transformadores de baja potencia por ejemplo de 1000 a 2000 VA y para transformadores de media y gran potencia los devanados para transformadores de pequeña potencia son los más fáciles de realizar.

En este tipo de transformadores los devanados primario y secundario son concéntricos y bobinados sobre un soporte aislante único. Por lo general se usan

conductores de cobre esmaltado devanados de espiral y con capas sobrepuestas por lo general el devanado de menor tensión se instala más cerca del núcleo interponiendo un cilindro de papel aislante y mediante separadores se instala en forma concéntrica el devanado de tensión mayor los extremos de los devanados (denominados principios y final del devanado) se protegen con aislante de forma de tubo conocido como (Spaguetti).

Devanados para Transformadores de Distribución:

En estos transformadores la diferencia entre las tensiones primaria y secundaria es notable por ejemplo; los transformadores para redes de distribución de 13200 volts a las tensiones de utilización de 120/240 volts debido a esta diferencia se emplean criterios constructivos distintos a los considerados en los transformadores pequeños de baja tensión y se dividen en devanados de baja tensión y de alta tensión.

La construcción de los devanados pueden ser de alambre circular (con diámetro comprendido entre 0.2 y 0.4 mm) o bien solera de distintas medidas.

Los materiales conductores que se utilizan en transformadores son el cobre y el aluminio, de acuerdo con las presentaciones siguientes:

- a) Alambre de sección transversal circular. Es más común de cobre aunque también se fabrica con aluminio. El aislamiento usual de estos conductores es algún esmalte a base de resinas, sin embargo, puede encontrarse con forro de algodón, fibra de vidrio, etc.
- b) Alambre de sección rectangular (cinta o solera) de cobre o aluminio. Estos conductores tienen esquinas redondeadas y se aplican ya sea con forro de papel o bien esmaltadas en transformadores de distribución y de potencia. En función del tipo de bobina se pueden manejar 30 o más conductores en paralelo.

- c) Lámina de cobre o aluminio. Más común de aluminio, generalmente se utiliza desnuda con un aislamiento entre vueltas adecuado a la temperatura de operación del equipo. Se aplica en devanados de BT y de manera natural minimiza las fuerzas de cortocircuito verticales en las bobinas. Pueden emplearse hasta 5 láminas por vuelta (5 láminas en paralelo).

Tipos de bobinas empleadas en transformadores:

Existe un buen número de tipos de bobinas empleadas en transformadores. Esto es de acuerdo con la facilidad de manufactura, capacidad del transformador, característica de enfriamiento, comportamiento ante cortocircuito o ante impulsos de rayo, etc.

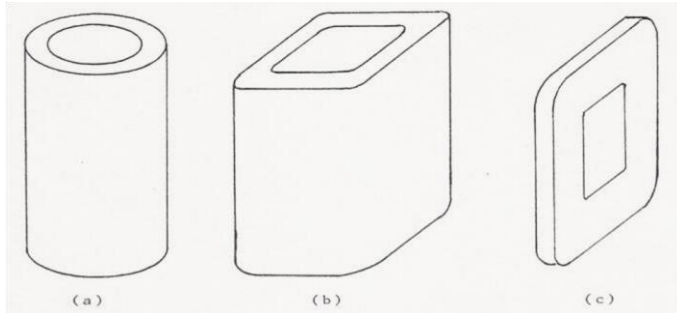
Geométricamente se maneja tres tipos de bobinas:

- a) Circular: Se encuentra en transformadores de distribución y de potencia y es de construcción robusta. Obliga a utilizar núcleo de sección cruciforme que en transformadores pequeños no se justifica.
- b) Rectangular: No tan robusta que la circular, se ha empleado en transformadores de hasta 10MVA.
- c) Rectangular plana (galleta): Se forma con solera. Sobre un molde rectangular el conductor se devana sobre sí mismo hasta lograr la apariencia mostrada en la Figura 1.31 (c). Una fase de devanado se forma por varias de estas bobinas en serie o paralelo. Este tipo de bobina se puede encontrar en transformadores de más de 10 MVA.

En transformadores con bobinas concéntricas se emplean los siguientes tipos de bobinas:

- 1) Bobina tipo capas de alambre: Puede ser circular o rectangular y emplear alambre redondo o solera de cobre. El conductor se devana de un extremo a otro

de la bobina hasta formar una capa. El proceso se repite para formar capas posteriores. Entre capas adyacentes de conductores se coloca una capa de aislamiento.



(a) Circular. (b) Rectangular. (c) Plana.

Figura 1.31

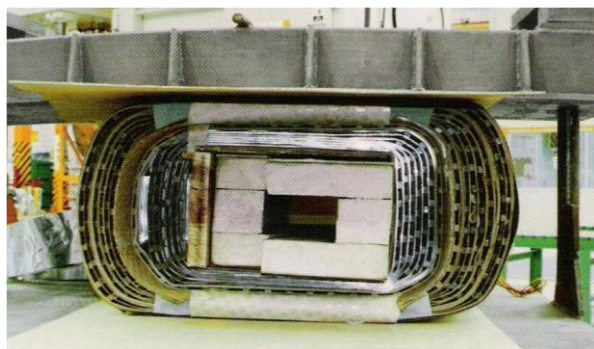
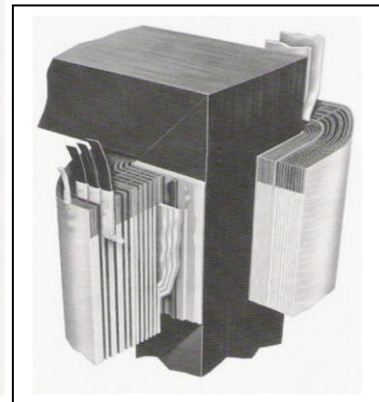


Figura 1.32 Bobina tipo "capas". Izquierda: BT-lámina de aluminio, AT - alambre de cobre. Derecha: BT solera de cobre, AT-alambre de cobre

www.tipos de bobinas.com

Entre algunas capas también se colocan separadores para formar ductos de enfriamiento. Se utilizan tanto en bobinas de BT como de AT en capacidades de hasta 10 MVA.

2) Bobina tipo capas de lámina: Generalmente es rectangular con lámina de aluminio. Cada vuelta de lámina equivale a una capa y se usa en devanados de BT para altas corrientes. Como se mencionó antes, el uso de lámina en alguno de los devanados del transformador, minimiza los componentes verticales de fuerzas de cortocircuito.

3) Tipo "donas" (secciones de capas): En general se usa conductor redondo. Se devana en pequeñas capas que posteriormente se conectan para obtener el total de vueltas por bobina. Es común encontrarla en devanados de AT de transformadores de distribución. Presenta mayor riesgo de falla ante impulsos de rayo que las bobinas de capas completas. Estas bobinas tienen la ventaja de que se pueden reparar fácilmente.

4) Bobinas de secciones: Sobre un tubo de devanado, el conductor (o conductores) se devana sobre sí mismo para formar lo que se denomina una "sección". Hay varios tipos de bobinas de secciones. En función de la corriente y tensión requerida se utiliza un tipo específico de bobina. Para corrientes menores que 300 A es muy común la bobina denominada "continua". Para corrientes entre 1000 y 3000 A se puede usar una bobina "helicoidal". Y para tensiones de 115 KV y superiores se emplean bobinas de alta capacitancia serie.

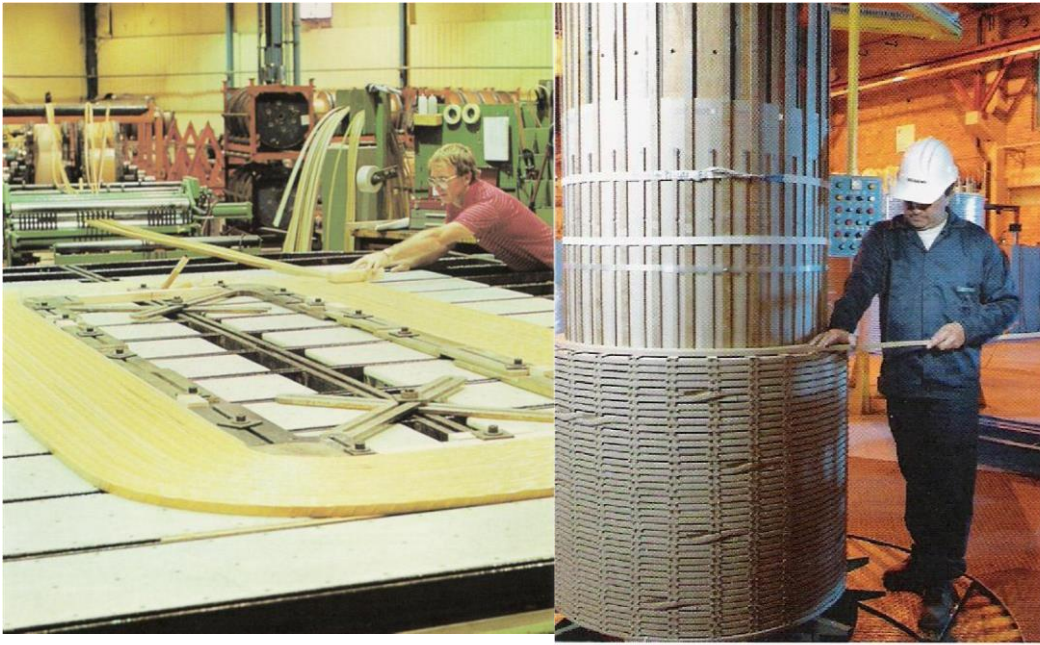


Figura 1.33a , 1.33b

Dos tipos de bobinas: Izquierda bobina tipo plana, derecha: bobina continua.

www.tipos de bobinas.com

Posición de los devanados:

La disposición de los devanados en los transformadores debe ser hecha de tal forma que se concilien en la mejor forma las dos exigencias que son contrastantes entre sí del aislamiento y de la menor dispersión del flujo la primera requiere de la mayor separación entre devanados en tanto que la segunda requiere que el primario se encuentre lo más cercano posible del secundario en la práctica se alcanza una solución conveniente del problema con la disposición de los devanados dentro de los siguientes tipos:

1. Concéntrico
2. Concéntrico doble
3. Alternado

En el tipo concéntrico cada uno de los devanados está distribuido a lo largo de toda la columna el devanado de tensión más baja se encuentra en la parte interna (más cerca al núcleo) y aislado del núcleo y del de tensión más elevada por medio de tubos aislantes (cartón, papel, baquelita, etc.).

En la disposición de concéntrico doble el devanado de tensión más baja se divide en dos mitades dispuestas respectivamente al interior y al exterior uno de otro.

En el llamado tipo alternado los devanados están subdivididos cada uno en una cinta número de bobinas que están dispuestas en las columnas en forma alternada.

Las consideraciones que orientan desde el punto de vista de diseño la disposición de los devanados son aquellos referentes al enfriamiento al aislamiento a la reactancia de dispersión y a los esfuerzos mecánicos.

Con relación a los aislamientos la solución más conveniente la representa el tipo concéntrico simple porque requiere de una sola capa aislante entre los dos devanados por lo que esta disposición es ventajosa en el caso de tensiones elevadas.

El llamado concéntrico doble tiene la prerrogativa de dar lugar a la reactancia de dispersión con valor de alrededor de la mitad de aquel relativo al concéntrico simple. El tipo alternado en cambio permite variar tales reactancias repartiendo en forma distinta las posiciones de las bobinas de los dos devanados para los esfuerzos mecánicos son mejor las disposiciones de tipo alternado pues permite que el transformador soporte mejor los esfuerzos mecánicos.

La construcción de los devanados pueden ser de alambre circular (con diámetro comprendido entre 0.2 y 0.4 mm) o bien solera de distintas medidas.

Derivaciones cambiadores de derivaciones:

Se recordará que la tensión secundaria de un transformador varía de acuerdo con la magnitud de la carga conectada. El mismo fenómeno de regulación del transformador se manifiesta a nivel de sistema de distribución o de transmisión.

Con el propósito de que las cargas conectadas a un sistema reciban la tensión más próxima al valor nominal, se deben prever medios de ajuste del valor de la tensión. Una forma de hacerlo es mediante las derivaciones de los transformadores. Las derivaciones de los transformadores son un conjunto de terminales que permiten aumentar o disminuir las vueltas de un devanado del transformador.

Esta maniobra se realiza mediante un dispositivo integrado al transformador denominado cambiador de derivaciones y puede llevarse a cabo con o sin carga. La gran mayoría de los transformadores tienen cambiador de derivaciones para operación sin carga.



Figura 1.34 cambiador de derivación sin carga

www.cambiador de derivaciones.com

El hecho de variar el número de vueltas de un devanado del transformador influye directamente sobre la tensión secundaria. Generalmente las derivaciones (para cambio sin carga) se encuentran en el lado de AT. Así, en las placas de datos de los transformadores es común encontrar diagramas como el de la figura que muestra la identificación de las derivaciones y su tensión asociada.

Tabla 3

Posición	Conectar	Volts
1	4-5	13860
2	3-5	13530
3	3-6	13200
4	2-6	12870
5	2-7	12540

Nota: posición de las derivaciones del transformador

Es muy común encontrar transformadores con devanados de AT cuyas tensiones (tensión nominal y derivaciones) se especifiquen como por ejemplo: "13200 volts +/-2 derivaciones del 2.5% cada una". Esto significa que en realidad el devanado de AT del transformador debe estar previsto para obtener las tensiones: 13860-13530-13200-12870-12540 volts.

Las derivaciones de una bobina se sacan usualmente en su parte a continuación se muestra cómo se realiza esto en una bobina de capas y en otra de secciones. Dichas derivaciones se conectan directamente al cambiador de derivaciones.

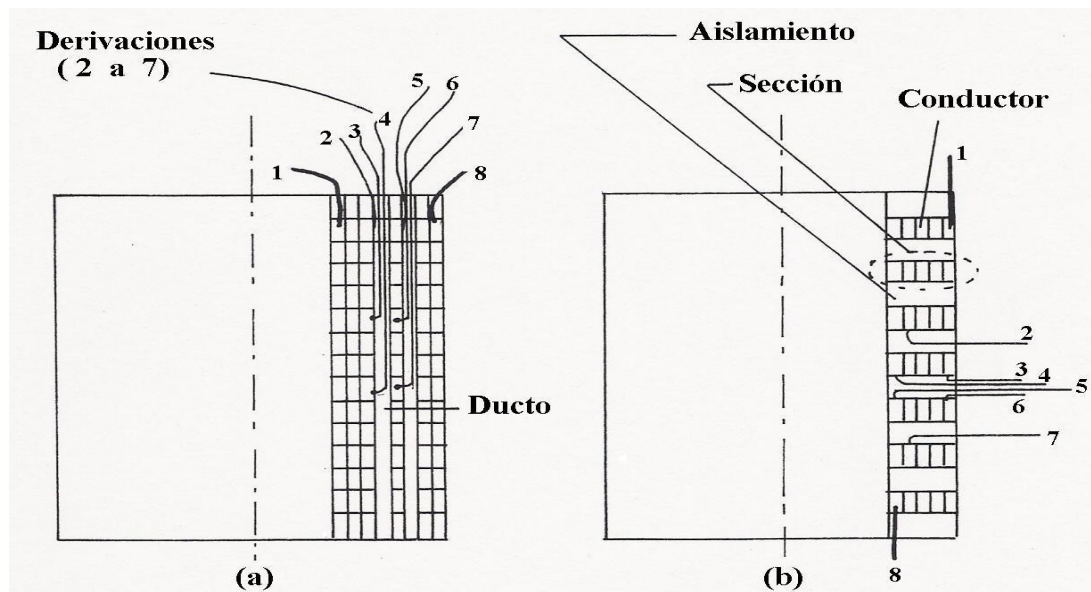


Figura 1.35 Salida de las derivaciones en una bobina de: (a) tipo capas, (b) tipo secciones.

www.derivacionesdeltransformador.com

Recomendaciones al rediseñar bobinas:

Las siguientes recomendaciones consideran la posibilidad de que el devanado de una bobina sea por necesidad de una reparación.

- 1) Se debe disponer de las especificaciones de fabricación (información escrita) que indiquen materiales, vueltas, aislamientos, etc. que permitan construir la bobina.
- 2) Verificar la existencia de materiales necesarios.
- 3) Fabricación de tubos de cartón. Se deben evitar uniones a tope. Los tubos deben contar con un traslape.
- 4) La tensión del conductor al devanar debe ser la recomendada de acuerdo al área de la vuelta de conductores.
- 5) Debe evitarse hacer raspaduras cuyas rebabas se alojen en la bobina misma. Estas partículas metálicas pueden ser causa de fallas severas.

- 6) Las soldaduras en conductores de bobinas deben realizarse de manera de asegurar que no se queden partículas de carbón en la bobina.
- 7) Las vueltas de la bobina deberán ser exactas de acuerdo a la especificación. En bobinas de BT de menos de 600 volts, un error de una fracción de vuelta puede hacer que el transformador no cumpla con la tolerancia de relación de transformación, que es de $\pm 0.5\%$.
- 8) El aislamiento radial entre bobinas de AT y BT (aislamiento alta-baja), debe cumplir rigurosamente con el valor especificado, ya que la impedancia del transformador es sumamente sensible a esta distancia.
- 9) Los ductos especificados deben respetarse tanto en cantidad como en ubicación, debido a que el diseño del enfriamiento del transformador así lo requiere.
- 10) Las alturas de las bobinas deben cumplirse según se especifique. En transformadores en los cuales ambas bobinas (BT Y AT) sean de alambre o solera, es ideal que las alturas de conductor a conductor definitivas sean exactamente iguales. Esto reduce las fuerzas axiales de cortocircuito en bobinas.
- 11) En bobinas circulares de transformadores de potencia, generalmente las bobinas se comprimen axialmente a una fuerza equivalente a la que se produciría en un cortocircuito.
- 12) Cuando se empleen pantallas electrostáticas ya sea para aislamiento o para mejorar la distribución de tensión de impulso de rayo, debe cuidarse de no formar vueltas en cortocircuito alrededor del núcleo.
- 13) Siempre que se devane más de un conductor en sentido radial deben efectuarse transposiciones.

Aislamiento interno de los devanados:

La vida de un transformador está determinada por la vida de sus aislamientos. Cada transformador deber emplear el tipo de aislamientos acorde con su aplicación particular y temperatura de operación esperada. No hacerlo, significa

admitir que la vida esperada del aislamiento y por lo tanto la del transformador puede verse seriamente reducida.

Los devanados primario y secundario deben estar aislados entre si generalmente este aislamiento se hace por medio de separadores de madera, baquelita, papel, cartón o materiales aislantes similares que además cumplan con funciones

El aislamiento entre las fases de los transformadores trifásicos se efectúa separando convenientemente las columnas entre las cuales se interponen algunas veces separadores o diafragmas de cartón tratado o bien de baquelita.

El aislamiento externo entre las fases se logra por medio de las boquillas a las que se conectan las terminales de los devanados.

Para el caso de transformadores sumergidos en líquido los materiales que constituyen más del 90% de los aislamientos internos son:

- a) Papel
- b) Cartón
- c) Madera
- d) Algodón
- e) Resinas y barnices

Aislamiento entre vueltas. Se refiere al forro del conductor. En transformadores de distribución es común encontrar conductores esmaltados, ya sean redondos o

Aislamiento entre capas:

Para bobinas tipo capas, se usa el papel kraft con o sin adhesivo de resina termofraguante. Se encuentra en espesores desde 0.005" a 0.030" o más.

Aislamiento entre secciones:

Para separar las secciones de conductor de bobinas tipo secciones se utilizan pequeñas piezas de cartón prensado (pressboard) individuales o empalmadas. Normalmente el espesor de estas piezas es de 0.062".

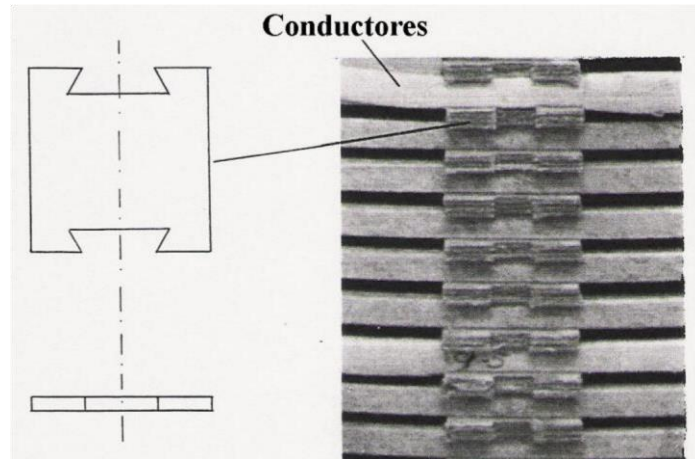


Figura 1.36 .Aislamiento para separación de secciones de conductores. (a) Geometría del aislamiento. (b) Colocación en el devanado

www.aislamiento del transformador.com

Formaductos o separadores: En bobinas tipo capas se emplean tiras de cartón prensado empalmadas al espesor deseado para constituir formaductos de paso de aceite entre capas de conductor. Dimensiones típicas de un formaducto serían: 5 mm de espesor x 10 mm de ancho x Long. Requerida. Piezas similares se utilizan en bobinas de secciones para sujetar los aislamientos entre secciones.

Papel crepé: Este papel se fabrica en espesores del orden de 0.005" con un corrugado muy fino, lo cual le permite estirarse y ser bastante flexible. Se utiliza para forro de guía de salida de las bobinas, encintado de transposiciones, etc.

Tubos de devanado barreras, sombreros, canales, etc. Las bobinas deben guardar distancias dieléctricas mínimas con respecto a elementos que se encuentren a potencial diferente. Por ejemplo en transformadores de distribución

con núcleo de columnas, axialmente se utiliza cartón prensado para separar la bobina de los yugos del núcleo. Así, para esto se usan piezas en forma de anillos, bloques, sombreros, etc. Radialmente, las bobinas necesitan separarse del núcleo mediante tubos de cartón, o bien de otras bobinas mediante barreras también de cartón.

Aislamiento entre vueltas. En general se usa conductor esmaltado para la temperatura requerida. Aislamiento entre capas. Se emplea película poliéster, papel Nomex, fibra de vidrio, mica, etc.

Aislamiento entre secciones. Usualmente se emplean pequeñas tabletas de fibra de vidrio aglutinadas con resina poliéster o epóxica. También pueden emplearse piezas de porcelana. Formaductos y separadores. Usualmente son de fibra de vidrio y resina poliéster o epóxica. Para separar axialmente la bobina del núcleo generalmente se emplean bloques de materiales tales como micarta, baquelita o fibra de vidrio-resina. Para separar radialmente la bobina del núcleo o de otras bobinas se emplean estos mismos materiales en forma de tubo o de tabla.

Aislamiento entre devanados y el núcleo:

El aislamiento entre los devanados y entre estos y el hierro del núcleo sobre el cual se encuentran devanados se puede hacer de distintas formas según sea el tipo de transformador.

Salvo en los casos de transformadores de potencia muy pequeña y del tipo núcleo acorazado el aislamiento se logra siempre por medio de tubos aislantes (de papel baquelizado, celonita y similares) por otra parte la limitada rigidez dieléctrica del aire la presencia de polvos y la humedad hacen que sea preferente el uso de transformadores en aceite cuando la tensión sobrepasa los 4 a 6 KV.

Naturalmente que con el aumento de tensión el espesor de los aislamientos aumente por lo tanto considerando que el uso de espesores notables para los

tubos aislantes encuentra ciertas limitaciones ya sea para la fabricación como para el comportamiento del material a las sollicitaciones dieléctricas para tensiones de 30 KV a 40 KV en lugar de un tubo se tiene dos o más concéntricos entre los cuales se deja una distancia de al menos 10 o 15 mm para permitir la circulación del aceite interpuestos y por lo tanto el enfriamiento.

En este caso el espesor de los tubos se hace de 3 a 5 mm para tensiones de operación hasta 40 KV los espesores de los tubos se adoptan como los antes indicados en la tabla siguiente se da como una medida de orientación la relación entre el espesor del tubo en mm y la tensión de operación en KV.

Tabla 4

Espesor del tubo (mm)	Tensión de operación (KV)
4	10
5	45
6	20
7	25
8	30
10	40

Nota: Espesor de tubos aislantes contra tensión de operación en transformadores. Enríquez Harper.

Cuando los tubos se subdividen el espesor del conjunto aislante (tubo-aceite) se puede calcular prácticamente con la expresión $d=0.06v$ (cm) en donde v = máxima tensión de los devanados expresada en KV.

Conexiones de los devanados: Cuando se construyen un devanado se puede bobinar en el sentido a la derecha o a la izquierda (con respecto al sentido de las manecillas del reloj) se ha observado que una corriente que tiene un determinado sentido produce un flujo magnético en sentido opuesto se tiene un devanado construido hacia la izquierda o un devanado hacia la derecha esto se

debe tomar en consideración para evitar que con las conexiones que se realicen se tengan flujos opuestos o voltajes inducidos opuestos en general cada fabricante adopta un sentido único de devanado para todas las bobinas tanto secundario como primario.

En los transformadores monofásicos de dos columnas el flujo es directo y en sentido opuesto en las dos columnas esto significa que debe haber una forma de conexión en serie y otra en paralelo para las bobinas.

En una red de distribución la tensión no es exactamente la misma en todos los puntos debido a que la caída de tensión depende de la distancia del punto de alimentación y de la magnitud de la carga para poder emplear los transformadores de distribución en los distintos puntos de la red y adaptarlos a las variaciones de tensión se provee uno de los devanados en un cambiador de derivaciones (el de alta tensión) de tal forma que se puedan aumentar o disminuir el número de espiras y en consecuencia variar la relación de transformación dentro de límites establecidos estos límites normalmente son del 5%.

Conductores eléctricos:

Los materiales usados como conductores en los transformadores al igual que los usados en otras máquinas eléctricas deben ser de alta conductividad ya que con ellos se fabrican las bobinas. Los requisitos fundamentales que deben cumplir los materiales conductores son los siguientes:

1. La más alta conductividad posible.
2. El menor coeficiente posible de temperatura por resistencia eléctrica.
3. Una adecuada resistencia mecánica.
4. Deben ser dúctiles y maleables.
5. Deben ser fácilmente soldables.
6. Tener una adecuada resistencia a la corrosión.

Los materiales más comúnmente usados como conductores son:

Cobre:

El cobre es probablemente el material más ampliamente usado como conductor ya que combina dos propiedades importantes que son: alta conductividad con excelentes condiciones mecánicas y además tiene una relativa inmunidad a la oxidación y corrosión bajo ciertas condiciones de operación es altamente maleable y dúctil.

Tabla 5

Características	Cobre	Aluminio
Densidad (gr/cm ³)	8.94	2.7
Punto de fusión °C	1083	657
Conductividad térmica W/m ³ °C	350	200
Resistividad Ohm-m/mm ²	0.01724	0.0287
Coeficiente de resistencia por temperatura a 20 °C en Ohm/Ohm/ °C	0.00393	0.035

Nota: Características generales de los conductores de cobre y aluminio. Transformador de distribución.

Aluminio:

El aluminio está ganando cada vez más terreno en el campo de la aplicación para un gran número de aplicaciones a la Ingeniería, otra razón es la gran demanda de conductores que no se puede satisfacer solo con conductores de cobre y asociada a esto se tiene el problema de los costos.

El aluminio puro es más blando que el cobre y se puede hacer o fabricar en hojas y rollos laminados delgados, debido a sus características mecánicas el aluminio no se puede fabricar siempre en forma de alambre.

En la actualidad el aluminio se usa con frecuencia en la fabricación de bobinas para transformadores.

Materiales aislantes: Existe una gran diversidad en orígenes y propiedades muchos son de origen natural como por ejemplo el papel, algodón , parafina , etc., otros naturales pero de origen inorgánico como por ejemplo el vidrio, la porcelana y las cerámicas existen también materiales sintéticos como el silicón o compuestos a base de silicones.

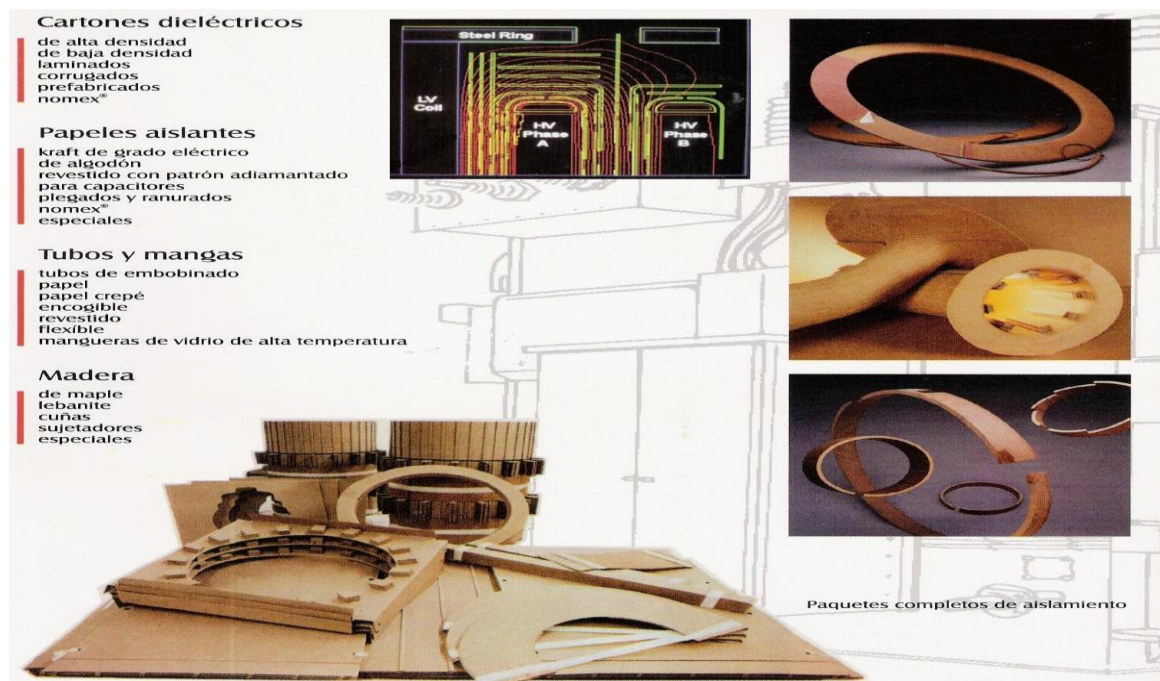


Figura 1.37

www.materialesdeltransformador.com

Propiedades eléctricas de los materiales aislantes:

Las principales propiedades que determinan la factibilidad de uso de un material aislante son:

1. La resistividad o resistencia específica
2. La tensión disruptiva
3. La permitividad
4. La histéresis dieléctrica

En adición a las propiedades dieléctricas se deben considerar también las propiedades mecánicas y su capacidad para soportar la acción de agentes químicos el calor y otros elementos presentes durante su operación.

La temperatura y los materiales aislantes:

Uno de los factores que más afectan la vida de los aislamientos es la temperatura de operación de las maquinas eléctricas esta temperatura de operación de las maquinas eléctricas esta temperatura está producida principalmente por las pérdidas y en el caso específico de los transformadores durante su operación estas pérdidas están localizadas en los siguientes elementos principales:

El núcleo o circuito magnético aquí las pérdidas son producidas por el efecto de histéresis y las corrientes parasitas en las laminaciones son dependientes de inducción es decir que influye el voltaje de operación.

Los devanados aquí las pérdidas se deben principalmente al efecto joule y en menor medida por corrientes de Foucault estas pérdidas en los devanados son dependientes de la carga en el transformador.

Se presentan también perdidas en las uniones o conexiones que se conocen también como puntos calientes así como en los cambiadores de derivaciones.

Todas estas pérdidas producen calentamiento en los transformadores y se debe eliminar este calentamiento a valores que no resulten peligrosos para los aislamientos por medio de la aplicación de distintos medios de enfriamiento.

Con el propósito de mantener en forma confiable y satisfactoria la operación del transformador el calentamiento de cada una de sus partes se debe controlar dentro de ciertos límites previamente definidos. Las pérdidas en el transformador son importantes porque constituyan una fuente de ineficiencia sino porque pueden representar una fuente importante en los aislamientos de los propios devanados o bien en los aislamientos entre devanados y el núcleo por esta razón es siempre importante que todos los aislamientos se mantengan dentro de los límites de temperatura que garanticen su correcta operación sin perder su efectividad.

Con la elevación de la temperatura depende también de la carga en el transformador se debe tener cuidado de mantener también a el transformador dentro de sus límites de carga establecidos para así respetar los límites de temperatura de sus aislamientos.

En su régimen nominal de operación un transformador tiene estrechamente ligados su voltaje y potencia a los límites impuestos por los aislamientos usados en menor grado por las pérdidas por efecto joule.

Clasificación de los materiales aislantes:

La clasificación de los materiales aislantes para transformadores con relación a su estabilidad térmica cubre básicamente siete clases de materiales aislantes que se usan por lo general y que son los siguientes:

Tabla 6

Clase	Temperatura
Y	90 °C
A	105 °C
E	120 °C
B	130 °C
F	155 °C
H	180 °C
C	Mayor a 180 °C

Nota: Enríquez Harper. Clasificación de los aislantes.

Líquidos refrigerantes y aislantes:

El calor producido por las pérdidas se transmite a través de un medio al exterior este medio puede ser aire o bien líquidos.

La transmisión del calor se hace por un medio en forma más o menos eficiente dependiendo de los siguientes factores:

1. La masa volumétrica.
2. El coeficiente de dilatación térmica.
3. La viscosidad.
4. El calor específico.
5. La conductividad.

En condiciones geotérmicas y térmicas idénticas el aceite es mejor conductor térmico que el aire es decir resulta más eficiente para la disipación del calor.

Designación de los métodos de enfriamiento:

Los transformadores están por lo general enfriados por aire o aceite y cualquier método de enfriamiento empleado debe ser capaz de mantener una temperatura

de operación suficientemente baja y prevenir " Puntos Calientes " en cualquier parte del transformador. El aceite se considera uno de los mejores medios de refrigeración que tiene además buenas propiedades dieléctricas y que cumple con las siguientes funciones:

1. Actúa como aislante eléctrico.
2. Actúa como refrigerante.
3. Protege a los aislamientos solidos contra la humedad y el aire.

Con relación a la transferencia del calor específicamente las formas en que se puede transferir por un transformador son las siguientes:

- Convección.
- Radiación.
- Conducción.

Convección:

La transferencia de calor por convección se puede hacer en dos formas:

- Por convección natural.
- Por convección forzada.

Conducción:

La conducción es normalmente un proceso lento por el cual se trasmite el calor a través de una substancia por actividad molecular. La capacidad que tiene una substancia para conducir calor se mide por su " Conductividad Térmica " esta forma de transferencia del calor se presenta en el transformador en mayor o menor grado en algunas partes del transformador como por ejemplo del papel aislante es por convección natural.

Radiación:

Es la emisión o absorción de ondas electromagnéticas que se desplaza a la velocidad de la luz y representa en temperaturas elevadas un mecanismo de pérdida de calor. En el caso de los transformadores la transferencia del calor a través del tanque y los tubos radiadores hacia la atmosfera se por radiación.

La selección del método de enfriamiento de un transformador es muy importante ya que la disipación del calor como ya se mencionó antes influye mucho en su tiempo de vida y capacidad de carga así como en el área de su instalación y su costo. De acuerdo a las normas Americanas (ASA C57-1948) se han normalizado o definido algunos métodos básicos en enfriamiento son los siguientes:

1. Tipo AA:

Transformadores tipo seco con enfriamiento propio estos transformadores no contienen aceite ni otros líquidos para enfriamiento el aire es también el medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas por lo general se fabrican con capacidades inferiores a 2000 KVA y voltajes menores de 15 KVA.

2. Tipo AFA:

Transformadores tipo seco con enfriamiento por aire forzado se emplea para aumentar la potencia disponible de los tipos AA y su capacidad se basa en la posibilidad de disipación de calor por medio de ventiladores.

3. Tipo AAFA:

Transformador tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento por aire forzado es básicamente un transformador tipo AA al que se le adicionan ventiladores para aumentar su capacidad de disipación de calor.

4. Tipo OA:

Transformadores sumergido en aceite con enfriamiento natural en estos transformadores el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque que tiene paredes lisa o corrugadas o bien provistos con tubos radiadores, esta solución se adopta para transformador de cualquier tipo de potencia.

5. Tipo OAFA:

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio y con enfriamiento por aire forzado es básicamente un transformador OA con la adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor en las superficies de enfriamiento.

6. Tipo OAFOAFOA:

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio con aceite forzado-aire forzado con aceite forzado aire forzado.

Con este tipo de enfriamiento se trata de incrementar el régimen de operación (carga) de transformador tipo OA por medio del empleo combinado de bombas y ventiladores. El aumento de la capacidad se hace en dos pasos: En el primero se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas con lo que se logra aumentar en 1.33 veces la capacidad del tipo OA con el segundo paso se hace trabajar la totalidad de los radiadores y bombas con lo que se logra un aumento de 1.667 veces la capacidad del OA se fabrican en capacidades de 10000 KVA monofásicos o 15000 KVA trifásicos.

7. Tipo FOA:

Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado. Estos transformadores pueden absorber cualquier carga de pico a plena

capacidad ya que se usa con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo.

8. Tipo OW:

Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua. En estos transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente el aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

9. Tipo FOW:

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada. Este tipo de transformadores es prácticamente igual que el FOA solo que el cambiador de calor es el tipo agua-aceite y se hace el enfriamiento por agua sin tener ventiladores.

Capítulo III

Pruebas Eléctricas en el transformador

Necesidad de Pruebas Para Evitar Fallas:

Pocos son los transformadores que fallan por envejecimiento y fin de su vida útil normalmente salen de operación por:

- 1) Fallas del sistema
- 2) Sobre calentamiento
- 3) Fallas de accesorios
- 4) Fallas de aislamientos dieléctricos

Pruebas en transformadores:

- 1) Relación de transformación
- 2) Resistencia de los devanados
- 3) Prueba de resistencia de aislamiento de los devanados
- 4) Prueba del aceite dieléctrico
- 5) Prueba de tensión inducida
- 6) Prueba de tensión aplicado

Relación de transformación:

- 1) Defectos de fábrica en los devanados
 - Errores de espiras
 - Errores de polaridad
- 2) Falla de aislamiento
 - Corto circuito entre espiras por daño de aislamiento
 - Fallas mayores de aislamiento

3) Cambiador de tomas defectuoso

- Montaje incorrecto de las conexiones de los devanados
- Configuración incorrecta del cambiador de tomas

Configuración incorrecta del cambiador de tomas. Relación de transformación teoría: Se le llama relación de transformación a la diferencia que existe en vueltas de un devanado a otro, estableciéndose, por consiguiente, una diferencia de tensión de acuerdo con la misma.

Para todas las mediciones de relación de transformación se considera que la relación de voltajes en vacío es aproximadamente igual a la relación entre el número de espiras.

$$\text{Relación de transformación} = N_p / N_s = V_p / V_s$$

N_p = número de espiras en el primario

N_s = número de espiras en el secundario

V_p = voltaje primario

V_s = voltaje secundario

Relación de transformación configuración:

Existe un devanado y mida el voltaje inducido en el devanado opuesto el voltaje de prueba se aplica sea al devanado de alta o al de baja tensión la corriente generada en el devanado donde se aplica el voltaje es la corriente de excitación.

La medición de relación debe realizarse pocos voltios de excitación de preferencia desde el lado de AT se excita el devanado de BT 2, 5,8 V y se excita el devanado de AT 80,100 V

La relación de transformación en los cambiadores de tomas hay de dos tipos:

- Cambiadores de tomas bajo carga (CTBC)
- Cambiadores de tomas des-energizados(CTD)

La relación de transformación se debe probar en todas las posiciones de las tomas bajo carga con el cambiador de tomas des-energizado en una misma

posición sea esta la posición nominal o la posición del número máximo de espiras. La relación de transformación se usa para validar las especificaciones de diseño antes de puesta en marcha del equipo define la condición presente y se obtiene una referencia determina si ha ocurrido algún daño. La relación de transformación medida debe estar dentro del 0.5% del valor de placa.

Prueba de Relación de Transformación:

Se debe realizar la prueba de relación de transformación en todas las posiciones del cambiador de derivaciones antes de la puesta en servicio del transformador. Para transformadores en servicio efectuar la prueba en la posición de operación o cuando se lleva a cabo un cambio de derivación. También se realiza cada vez que las conexiones internas son removidas debido a la reparación de los devanados, reemplazo de bushings, mantenimiento al cambiador de derivaciones.

La prueba determina:

- Las condiciones del transformador después de la operación de protecciones primarias tales como: buchholz, fusible de potencia, etc.
- Identificación de espiras en corto circuito.
- Investigación de problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo.
- Cantidad de espiras en bobinas de transformadores.
- Circuito abierto (espiras, cambiador, conexiones hacia boquillas, etc).

Recomendaciones generales para la prueba de relación de transformación y polaridad:

- a) Colocar el medidor sobre una superficie firme y nivelada, tal que la manivela pueda ser operada sin interrupciones y aterrizar el equipo.
- b) Anotar los datos de placa y diagrama vectorial del equipo a probar. El diagrama vectorial es la referencia para conectar el medidor adecuadamente.
- c) Calcular la relación teórica, tomando en cuenta que la relación a medir es por fase correspondiente de alta y baja tensión de los transformadores trifásicos.
- d) Para probadores monofásicos manuales-analógicos:

- Conectar las terminales de excitación del TTR, GN y GR al devanado de baja tensión del transformador bajo prueba, y las terminales secundarias CN y CR se deben conectar al devanado de alta tensión.
 - Los valores de relación teóricos calculados sirven de base para seleccionar el valor esperado en el medidor.
 - Accionar la manivela manteniendo 8 volts de excitación y operar los selectores de menor rango hasta lograr la deflexión nula en el galvanómetro. (Solo para probadores monofásicos manuales-analógicos).
 - En caso de no contar con datos de placa del transformador actuar de la siguiente manera: Girar el primer selector un paso en el sentido de las manecillas del reloj, accionar la manivela del generador 1/4 de vuelta y observar el galvanómetro; si aún se deflexiona hacia la izquierda, continuar girando el selector en el sentido de las manecillas del reloj hasta que finalmente en uno de los pasos, la aguja del galvanómetro se deflexione hacia la derecha, mientras tanto, continuar girando la manivela. Regresar un paso el selector, la aguja del galvanómetro se deflexiona hacia la izquierda. Repetir el procedimiento para el segundo y tercer selector. Accionar lentamente el cuarto selector (potenciómetro) en el sentido de las manecillas del reloj hasta que la deflexión de la aguja del galvanómetro sea mínima y continuar girando lentamente la manivela del generador. Incrementar su velocidad hasta obtener una lectura de 8 volts, en ese momento ajustar el cuarto selector hasta que la aguja del galvanómetro no se deflexione fuera de la marca central de balance.
- e) Para el método de capacitancias:

- Retirar los conductores de llegada a las boquillas, sin desconectar el bajante de la terminal X0 o H0-X0 según el transformador bajo prueba.
 - Realizar la prueba del capacitor auxiliar en forma independiente y anotar su valor en caso de utilizar un factor de potencia que no sea automático.
 - Analizar el diagrama vectorial para realizar la prueba correctamente.
 - Antes de conectar el capacitor auxiliar al transformador, conectar la terminal de bajo voltaje del equipo de factor de potencia (LV) a la terminal de bajo voltaje del capacitor auxiliar.
 - Conectar la terminal de alto voltaje del capacitor auxiliar a la terminal de baja tensión del transformador a probar.
 - El equipo de factor de potencia debe posicionarse en el modo UST
 - Con el capacitor auxiliar conectado apropiadamente al transformador y el cambiador de derivaciones en la posición que se desea medir, se aplica una tensión de 10 kV, si no se puede aplicar esta tensión entonces seleccionar uno más bajo.
 - Se obtiene el valor de C2.
 - La tensión mayor de prueba no debe exceder el rango de tensión de los devanados.
 - Registrar el valor de la capacitancia en cada una de las pruebas.
 - La relación de transformación se calcula de la siguiente manera: se divide el valor de capacitancia obtenido en la prueba independiente del capacitor entre el valor de la capacitancia obtenido en la medición del capacitor conectado en el lado de menor tensión de los devanados del transformador.
- f) Efectuar las mediciones y registrar las lecturas en el formato correspondiente.
- g) Al terminar la prueba, poner fuera de servicio el medidor.

Prueba de resistencia óhmica a los devanados:

Esta prueba es utilizada para conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados de un transformador. Es auxiliar para conocer el valor de pérdidas en el cobre ($I^2 * R$) y detectar falsos contactos en conexiones de boquillas cambiadores de derivaciones, soldaduras deficientes y hasta alguna falla independiente en los devanados.

La corriente empleada en la medición no debe exceder el 15% del valor nominal del devanado, ya que con valores mayores pueden obtenerse resultados inexactos causados por variación en la resistencia debido al calentamiento del devanado. Detección de fallas alta resistencia en contactos metálico conexiones en los cambiadores de tomas conexiones de boquilla conexiones de devanados. Los valores de resistencia típicos en transformadores AT rango de ohms y BT rango de Mega ohms o micro ohms.

Un puente de Wheastone puede medir valores de orden de 1 mili ohm a 11.110 mega ohms; el puente de Kelvin es susceptible de medir resistencia del orden de 0.1 micro ohms a 111 ohms. Para la operación de estos equipos es muy conveniente tomar en consideración el estado de sus baterías, para poder realizar mediciones lo más consistentes posibles.

Comparación con mediciones originales de fábrica, mediciones preliminares en campo y comparación entre fases.

IEEE 62 6.1.1 recomienda que los valores comparativos no excedan de una diferencia del 5%

La industria (ABB Handbook) recomienda el 2% de diferencia.

La prueba es dependiente de la temperatura, máximo 5 grado celcius de diferencia entre el piso y la cumbre del transformador y haberlo tenido fuera de servicio por lo menos durante tres horas (IEC 60076-1).

Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia óhmica de devanados:

- a) Retirar los conductores de llegada a las boquillas.
- b) Desconectar los neutros del sistema de tierra en una conexión estrella.
- c) Limpiar las terminales perfectamente, a fin de que cuando se efectúe la conexión al medidor se asegure un buen contacto.
- d) Como no se conoce la resistencia óhmica del transformador bajo prueba, el multiplicador y las perillas de medición (décadas) deben colocarse en su valor más alto.
- e) Al circular la corriente directa por el devanado bajo prueba, se origina un flujo magnético que de acuerdo a la Ley de Lenz induce un potencial el cual produce flujos opuestos. Lo anterior se refleja en el galvanómetro por la impedancia que tiene el devanado. Pasado un cierto tiempo la aguja del galvanómetro se mueve hacia la izquierda, esto es debido a que comienza a estabilizarse la corriente en la medición de la resistencia. A continuación es necesario accionar primero el multiplicador del medidor y obtener la lectura de la resistencia por medio de las perillas de medición hasta lograr que la aguja del galvanómetro quede al centro de su carátula.
- f) Medir la Resistencia de cada devanado y en cada posición del cambiador de derivaciones, registrando las lecturas en el formato de prueba.

Para equipos en operación que sean librados para efectuarles pruebas eléctricas, se recomienda realizar la prueba de resistencia óhmica a los

devanados, únicamente en la posición de operación del cambiador. La razón de esto es para evitar que en caso de un posible desajuste en el cambiador originado por el accionamiento del mismo, el transformador no pudiese volver a energizarse.

Prueba de Resistencia de Aislamiento de los devanados:

Esta prueba se realiza con voltaje DC

- 250v , 500v , 1000v , 5000v , 10000v
- La duración de la prueba es de 1 a 10 minutos.

Conexión:

- Los devanados se conectan en corto circuito
- La cuba y el núcleo están aterrizados
- Los devanados que no estén bajo prueba se aterrizan
- Realice la prueba en cada devanado por separado

Esta prueba es de gran utilidad para dar una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento total del transformador bajo prueba.

La medición de esta resistencia independientemente de cuantitativa también es relativa ya que el hecho de estar influenciada por aislamientos tales como porcelana, papel, aceite, barnices, la convierte en indicador de la presencia de humedad y suciedad en esos materiales.

Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia de aislamiento:

- a) El transformador a probar debe aislarse totalmente de las líneas, barras, para lo cual es necesario desconectar y retirar los conductores de todas las terminales de boquillas incluyendo el o los neutros de los devanados del sistema de tierra.
- b) Limpiar la porcelana de las boquillas quitando el polvo, suciedad, etc.

- c) Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado; primario y secundario.
- d) Colocar el instrumento de prueba sobre una base firme a una distancia tal del equipo a probar que permite el buen manejo de los cables de prueba.
- e) Nivelar el medidor centrando la burbuja con los tornillos de ajustes (en el caso del medidor de resistencia de aislamiento sea analógico)
- f) Conectar adecuadamente las terminales de prueba al transformador que se va a probar, girar el selector a la posición de prueba hasta el valor de tensión preseleccionado y encender el equipo.

En todos los medidores de resistencia de aislamiento se debe usar cable de prueba blindado en la terminal de Línea y conectar este blindaje a la terminal de guarda, para no medir la corriente de fuga en las terminales o a través del aislamiento del cable.

- g) Para cada prueba anotar las lecturas de 15, 30,45 y 60 segundos así como a 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8,9 y 10 minutos.
- h) Al terminar la prueba poner fuera de servicios el medidor, regresar el selector a la posición de descarga manteniéndolo en esta condición por 10 minutos.
- i) Registrar el porcentaje de humedad relativa. Efectuar las pruebas cuando la humedad sea menor del 75%.
- j) Registrar la temperatura del aceite y del devanado.

Prueba del aceite dieléctrico:

Con esta prueba tratamos de determinar que el aceite del transformador utilizado como medio enfriador cumple con las características dieléctricas requeridas.

Existen una amplia variedad de ensayos que se pueden aplicar a los aceites dieléctricos para determinar si se encuentran aptos para continuar en servicios y prever su comportamiento futuro.

Análisis físico-químico

- Contenido de humedad (p.p.m)
- Tensión interfacial (dina/cm)
- Contenido de inhibidor de oxidación (%)
- Índice de neutralización o acidez orgánica (mgKOH/gr)
- Color y apariencia
- Contenido de lodos (%)
- Conteo de partículas (x/y/x de 4/6/14)
- Contenido de PCB (p.p.m)

La prueba se efectúa con el equipo probador de aceite que consiste de un transformador elevador, un regulador de tensión, un voltímetro indicador, un interruptor y la copa estándar patrón para la prueba. La copa patrón consiste de un recipiente de baquelita o de vidrio refractado dentro de la cual se alojan dos electrodos en forma de discos de mm de diámetro separados una distancia entre mm y con las caras perfectamente paralelas .

La prueba se lleva a cabo llenando la copa con aceite hasta que los discos o electrodos queden cubiertos completamente y al nivel marcado en la copa posteriormente se cierra el interruptor del aparato el cual previamente se habrá conectando a una fuente de energía hasta que el aceite contenido entre los electrodos falle consistiendo esta falla en el brinco del arco eléctrico entre los electrodos con lo cual se cortocircuitan abriéndose el interruptor de alimentación de la fuente de energía eléctrica.

Mientras se va incrementando el potencial el operador irá registrando las lecturas en KV alcanzadas hasta cuando ocurra la ruptura de aislamiento en este momento la prueba concluye y el operador anotará en su registro el valor de los KV más alto alcanzado al vaciar la muestra de aceite en la copa de prueba esta deberá dejarse reposar durante unos tres minutos antes de probarlo con el objetivo de que se escapen las burbujas de aire que puedan estar contenidas en el aceite.

A cada muestra se le efectuara tres pruebas de ruptura agitando y dejando reposar la muestra un mínimo de un minuto después de cada prueba los valores obtenidos se promediaran y el valor promedio será el representativo de la muestra.

Este promedio es válido siempre que ninguna prueba sea diferente es más de 5 KV si existe una variación mayor deberán efectuarse más pruebas con nuevas muestras.

Cuando se prueba aceite muy sucio deberá lavarse la copa con un buen solvente y secarla perfectamente posteriormente tener la precaución al obtener una muestra ya que se debe enjuagar la copa dos o tres veces con el mismo aceite por muestrear.

Normalmente un rigidez por arriba de 30 KV se considera buena por debajo se considera una rigidez dieléctrica baja.

Procedimiento de la prueba:

- La prueba se llevara a cabo con un probador de la marca Foster.
- Se toma una muestra de 3 litro de aceite esto con la finalidad de utilizar para limpiar el recipiente.
- Se coloca el recipiente dentro del equipo se cierra y se enciende el probador
- Como el equipo trabaja en forma automática primero removerá el aceite para uniformizarlo y eliminar burbujas de aire que pueda contener el líquido.
- La prueba dura 5 minutos tiempo en el cual el probador incrementara su tensión en pasos de 3KV por segundo hasta que el aceite rompa y se presente un pequeño arco eléctrico una vez esto el equipo registrara la tensión de ruptura.

Tabla 7

Prueba	Tensión de ruptura (KV)
1	64.7
2	38.6
3	65.3
Promedio	56.2

Nota: libro Mantenimiento y prueba de transformadores

Como se aprecia la prueba es muy sencilla ya que el encargo de realizarla solo tiene que tomar lecturas y reportarlas por otra parte la muestra de aceite rompió su rigidez dieléctrica a una tensión de 56 KV indicio de que el aceite se encuentra en buenas condiciones y no contiene impurezas ni humedad en su estructura molecular.

Prueba de tensión inducida para transformadores:

Dentro de los ensayos de rutina establecidos por las normas internacionales de pruebas a transformadores, se encuentra el ensayo de tensión inducida o también llamado ensayo de doble frecuencia.

Esta prueba tiene como objetivo, verificar el estado del aislamiento interno de los enrollados del transformador, es decir, el aislamiento entre espiras y entre capas de un mismo devanado.

Este ensayo es de rutina, es decir, que debe aplicarse a cada uno de los transformadores que se fabrique o repare. Pretende verificar únicamente el estado del aislamiento interno del transformador, entre espiras y capas de un mismo devanado, debido a que este aislamiento no puede comprobarse con la prueba de tensión sostenida, porque en esta, todo el devanado se pone al mismo potencial.

La tensión inducida se realiza aplicando una tensión sinusoidal a los terminales de uno de los devanados del transformador, manteniendo el otro devanado con sus terminales abiertos y flotando.

El valor de esta tensión debe ser igual a dos veces la tensión nominal del devanado y la frecuencia, lo suficientemente mayor a la frecuencia nominal para evitar un exceso de corriente de magnetización durante la prueba.

La energía de la prueba debe conectarse a un cuarto o menos del valor de tensión necesario y se debe elevar la tensión en no más de 15 s.

Una vez alcanzada la tensión de prueba, se mantiene durante el tiempo de duración del ensayo T.

Después se reduce gradualmente en no más de 5 s, a un cuarto o menos del valor de tensión necesario y se desenergiza el circuito.

El valor mínimo de la frecuencia de ensayo, según la publicación IEEE Std. C57.12.90 - 2000, se determina por la siguiente expresión:

$$F_m = F_n V_p / (1.1 V_n)$$

Donde:

F_m : Frecuencia mínima de la prueba (Hz).

F_n : Frecuencia nominal (Hz).

V_p : Tensión inducida en el devanado (V).

V_n : Tensión nominal del devanado (V)

El tiempo de duración del ensayo, T será 7200 ciclos de la señal y se determina, según la IEC:

$$T = 120 F_n / F_p^2$$

Donde:

T: Tiempo duración del ensayo (s).

F_p : Frecuencia de la prueba (Hz).

En la actualidad existen varios métodos mediante los cuales, se pueden obtener la tensión sinusoidal con la frecuencia necesaria para este ensayo.

Uno de estos métodos utiliza equipos electrónicos de potencia, que generan tensiones a la frecuencia y potencias requeridas.

Prueba de tensión aplicado para transformador:

Esta prueba tiene como objetivo verificar que clase y cantidad de material aislante de los devanados correspondiente sean las adecuadas y así asegurar que el transformador resistirá los esfuerzos eléctricos a los que se verá sometido durante su operación.

La prueba se efectuara aplicando una tensión a una frecuencia de 60 Hz durante un minuto iniciándose con un valor no mayor a un cuarto de lo establecido como tensión de prueba posteriormente se elevara hasta alcanzar la tensión requerida en un tiempo aproximado de 15 segundos.

Para suspender la tensión se reducirá en forma gradual hasta alcanzar por lo menos un cuarto de la tensión máxima aplicada en un tiempo no mayor de 5 segundos. Si la tensión es retirada súbitamente con ayuda de un interruptor los aislamientos pueden dañarse debido a una tensión transitoria mayor que la aplicada. Salvo en el caso de alguna falla es aceptable lo anterior.

Cuando el mismo devanado tiene dos o más clases de aislamiento como son devanados conectados en estrella o monofásicos que tienen aislamiento reducido progresivamente el neutro la tensión de prueba es el correspondiente a la clase de aislamiento de este último.

Procedimiento de la prueba:

- El cambiador de derivaciones del transformador a probar deberá estar en la posición más alta de su capacidad nominal.

- Las terminales del transformador cortocircuitan conectándose entre si el devanado del transformador que se somete a prueba se conecta a la línea del transformador y los devanados del transformador restantes así como la estructura del transformador se conectan entre sí.
- La tensión de prueba se seleccionara según el tipo de reparación del transformador y el nivel de aislamiento del transformador.
- Después de obtener la tensión a probar se deberá comenzar con una tensión de cero o máximo un cuarto de la tensión plena de la prueba y se incrementara la tensión hasta llegar a un tiempo no mayor a 15 segundos.
- Después de alcanzar el valor requerido de tensión la prueba se sostendrá durante un promedio de 1 minuto.

Tabla 8

Tipo de reparación	Potencial aplicado
Devanado de bobina	100 % V_p
Devanado de una bobina	75 % V_p
Mantenimiento de transformador	65 % V_p

Nota: V_p = valor de la tensión de prueba obtenida. Libro mantenimiento y prueba de transformadores.

Capítulo IV

Mantenimiento de Transformadores

El transformador es un equipo eléctrico del cual se abusa por descuido o desconocimiento con sobrecargas continuas, protecciones inadecuadas y un pobre mantenimiento.

Estos abusos se cometen a título de que transformador es un aparato estático, construido robustamente, por lo que sus posibilidades de fallas son mínimas. Sin embargo, tales abusos se reflejan en una disminución considerablemente en la vida útil del aparato.

Cuando se encuentre un daño al transformador y este no pueda ser reparado en el campo, debe enviarse al taller de servicio o a la fábrica del proveedor.

Al enviar un transformador al taller de servicio por cualquier motivo, es recomendable hacer una inspección cuidadosa de todas sus partes, para así, en un mismo servicio, hacer todas las reparaciones necesarias o reposición de partes envejecidas prematuramente.

Se recomienda en una reparación evaluar mejoras adicionales como:

- ✓ Pintar el tanque.
- ✓ Cambiar empaques, en especial los de cubierta y tapa de registro.
- ✓ Revisar nivel y las condiciones del aceite.
- ✓ Revisar hermeticidad y el apriete de tornillos.

Mantenimiento preventivo:

En función del tamaño del transformador y de la importancia del servicio puede ser necesario someterlo a un programa periódico de mantenimiento preventivo,

que incluya una inspección del mismo, así como pruebas eléctricas, con el fin de garantizar su óptimo y continuo funcionamiento.

Inspección periódica:

Es recomendable una inspección visual periódica de las partes externas del transformador al menos cada dos años. En esta operación se deberán tomar las precauciones y medidas necesarias sobre seguridad. Los puntos de dicha inspección son:

- ✓ Las boquillas de media tensión.
- ✓ Las boquillas de baja tensión y la conexión de los cables.
- ✓ Los apartarrayos y accesorios de protección.
- ✓ La condición de recubrimiento.
- ✓ La hermeticidad.
- ✓ La carga
- ✓ Los empaques (en boquillas, tapa tanque, registro de mano, etc.):
- ✓ Las válvulas y dispositivos para filtro de prensa, drenaje y muestreo.

Inspección Termográfica:

Estas inspecciones deben realizarse periódicamente en las instalaciones, particularmente para detectar calentamiento anormal en los conectadores.

Inspecciones Visuales:

Estas deben hacerse, siguiéndose un itinerario previamente establecido, lo cual debe abarcar todos los puntos cubiertos.

Transformadores con humedad en sus aislamientos:

La humedad es el mayor agente destructor en un transformador. Si hay cualquier evidencia de penetración de humedad de la unidad, debe drenarse el aceite; el núcleo y las bobinas secarse en el horno o en algún otro medio adecuado y

aceptado para esta necesidad, dependiendo de las dimensiones del transformador.

Una vez hecho el secado, la unidad debe llenarse con aceite previamente tratado. Es recomendable, y para aparatos con clase de aislamiento 34,5 kV y superiores, un llenado de aceite estando el transformador en vacío (una presión de 1,5 mmHg) o un proceso similar que asegure condiciones de calidad óptima en la reparación. Al salir el transformador de un servicio de reparación, se debe probar con una tensión no mayor de 75 % del valor utilizado en las pruebas originales de fábrica.

Empaques:

Si es necesario remover la cubierta, boquillas, tapa o registro de mano, se debe prever un cambio de empaques para reemplazarse los anteriores.

Al instalarlos evite que estos sean sometidos a esfuerzos que los dañen permanentemente, asegúrese que la tensión del apriete mecánico forme un sello efectivo.

Tanque:

El exterior y el interior del tanque deben estar limpios, sus empaques no deben presentar signos de envejecimiento o de lo contrario, corregir de inmediato cualquier fuga o reemplazar los empaques envejecidos.

Se debe revisar que no existan rastros de carbón en el interior del tanque y tampoco señales de “abombamiento”. Si se observa la existencia de algunas de estas características, no se debe de reconectar el transformador hasta determinar las causas que generaron este problema.

Estando el transformador instalado y si el tanque muestra evidencias de herrumbre o deterioro de la pintura, el área afectada puede limpiarse con cepillo de alambre y retocarse con una capa de pintura, dosificada con rociador,

protegiendo las boquillas para evitar que el rocío de la pintura se deposite en estas.

Torques de apriete: Los torques (pares de apriete que se deben aplicar en las conexiones (uniones) roscadas se muestran en la siguiente tabla. La tolerancia del $\pm 20\%$ del valor indicado.

Tabla 9

Torques de apriete para los accesorios de un transformador de distribución.

PARTE	TRANSFORMADOR	TORQUE Kg-m
TORNILLOS DE APRIETE TAPA-TANQUE	TRIFÁSICO	3.0
TORNILLO DEL CINCHO	MONOFÁSICO	1.15
TORNILLO DE SUJECIÓN DEL CONJUNTO BOBINA-NÚCLEO	TODOS	1.25
TORNILLOS DE SUJECIÓN DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DE OP. INTERIOR	TODOS	0.5
SUJECIÓN DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DE OPERACIÓN EXTERIOR	TODOS	1.1
BRIDA DE SUJECIÓN BOQUILLA DE MEDIA TENSIÓN	TODOS	0.5
BRIDA DE SUJECIÓN DE BOQUILLA DE BAJA TENSIÓN	MONOFÁSICOS DE 5, 10, 15 Y 25 kVA	1.8
	MONOFÁSICOS DE 37.5 Y 50 kVA	2.3
	MONOFÁSICOS DE 75, 100 Y 167 kVA	4.0
	TRIFÁSICOS DE 15, 30, 45 Y 75 kVA	1.8
	TRIFÁSICOS DE 112.5 Y 150 kVA	2.3
TORNILLO DE LA TAPA DEL REGISTRO DE MANO	TODOS	2.5
TORNILLO DE CONEXIÓN ENTRE BOQUILLAS DE BT Y TERMINAL DE BOBINA	MONOFÁSICOS DE 5, 10, 15 Y 25 kVA	2.3
	MONOFÁSICOS DE 37.5 Y 50 kVA	3.2
	MONOFÁSICOS DE 75, 100 Y 167 kVA	4.8
	TRIFÁSICOS DE 15, 30, 45 Y 75 kVA	2.3
	TRIFÁSICOS DE 112.5 Y 150 kVA	3.2
CONECTOR TIPO CLEMA CONTRA BOQUILLA	TODOS	0.5
CONECTOR A TIERRA	TODOS	5.75
VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN	TODOS	5.0

Nota: Libro de mantenimiento y prueba de transformador de distribución.

Pruebas eléctricas:

Las pruebas eléctricas que deben ser realizadas en un mantenimiento preventivo de un transformador de distribución dependen del tamaño del transformador, de la importancia del servicio y de los intereses y requerimientos de este.

Mantenimiento correctivo:

Las fallas que pueden ocurrir a un transformador pueden clasificarse como sigue:

- ✓ Deterioro del aceite
- ✓ Fallas en equipo auxiliar
- ✓ Fallas en el devanado

Deterioro del aceite:

El aceite aislante se deteriora por la acción de humedad y del oxígeno, por la presencia de catalizadores (cobre) y por la temperatura. La combinación de estos elementos produce una acción química en el aceite, la cual da como resultado la generación de ácidos que atacan los aislamientos y a las partes metálicas del transformador.

De esta acción química, resultan los lodos que se precipitan en el transformador y que impiden la correcta disipación de calor, acelerando, por lo tanto, el envejecimiento de los aislamientos y por ende del transformador.

La humedad presente en el aceite puede originarse por el aire que entre en el transformador en operación, a través de sus juntas y de grietas en el tanque.

También se genera por conducción de los aislamientos al aceite. Otro factor que deteriora el aceite es la presencia de gases, los cuales son liberados por descomposición propia del aceite y de los aislamientos a altas temperaturas. El contenido de agua en el aceite, se define en partes por millón (ppm) donde 1000

partes por millón equivalen a 0,1% de humedad en el aceite. Se dice que el aceite está en equilibrio cuando su contenido de humedad es igual a 40 ppm. Bajo esta condición, ni el aceite cede su humedad a los aislamientos, ni estos la ceden al aceite.

Si se rompe dicha condición de equilibrio, es decir, al aumentarse el valor contenido de humedad en el aceite, se obtienen los siguientes resultados:

El aceite cede su humedad a los aislamientos, lo cual da por resultado un incremento en sus valores de factor de potencia, por lo tanto se reduce la vida útil.

El incremento de humedad del aceite da por resultado una disminución del valor de tensión de ruptura o rigidez dieléctrica. Con un contenido de agua de 60 ppm, el valor de rigidez dieléctrica se disminuye en un 13 %.

El aceite se satura cuando su contenido de humedad es de 100 pp. (0,01%). Bajo esta situación, cualquier adición en humedad será absorbida por los materiales fibrosos del transformador, como son: cartones y papeles aislantes.

Por lo tanto en la inspección de un aceite aislante se deben analizar cuando menos los siguientes datos:

- ✓ Contenido de humedad.
- ✓ Acidez.
- ✓ Rigidez dieléctrica.
- ✓ Factor de potencia a 25 °C y a 100° C.
- ✓ Tensión interfacial.
- ✓ Presencia de lodos.

Un aceite contaminado es aquel que presenta a los siguientes valores:

- ✓ Contenido de humedad, mayor de 65 ppm.
- ✓ Acidez igual o mayor que 0,2 mg, del número de neutralización de la potasa caustica.
- ✓ Rigidez dieléctrica, menor de 22 kV.
- ✓ Tensión interfacial, 16 dinas/cm o menor.
- ✓ Se reporta la presencia de lodos.

Bajo tal condición de contaminación, es recomendable sustituir el aceite, para lo cual se debe realizar lo siguiente:

- ✓ Drenar el aceite.
- ✓ Sacar el conjunto Bobina/Núcleo (parte activa).
- ✓ Limpiar el tanque en su interior.
- ✓ Limpiar la parte viva y secarla.
- ✓ Ensamblar la parte activa en el tanque.
- ✓ Llenar el transformador en vacío, con aceite nuevo.
- ✓ Al llenar el tanque con aceite, se debe dejar una cámara de aire. Esta debe ser de acuerdo con el nivel de aceite indicado en el interior del tanque.
- ✓ Probar la hermeticidad, con una presión de 0,7 Kg/cm².

Fallas en el equipo auxiliar:

Al instalar un nuevo circuito o red eléctrica y detectar la existencia de un problema en él, la primera impresión de muchos es de que el transformador está fallando y se destinan gran cantidad de recursos para revisarlo y probarlo una y otra vez.

El resultado posterior es que el transformador esta correcto y la falla se encuentra en otro lugar, por ejemplo: en el equipo auxiliar de protección (aparta rayos, mala selección del fusible, etc.), en el equipo de medición o en la red secundaria.

Por lo tanto, se recomienda que antes de instalar los componentes de un circuito de distribución de energía, se revisen cada elemento y de ser posible probarlos antes de su instalación.

Fallas en los devanados:

Este tipo de fallas pueden ser ocasionadas por:

- a) Falsos contactos.
- b) Corto circuito externo.
- c) Corto circuito en espiras.
- d) Sobretensiones por descargas atmosféricas.
- e) Sobretensiones por transitorios.
- f) Sobrecargas.

Falsos contactos:

Los falsos contactos originan una resistencia mayor al paso de la corriente, produciéndose puntos calientes hasta pequeños arcos.

Este tipo de fallas deterioran el aislamiento y contaminan al aceite produciendo gasificación, carbón y hasta “abombamiento” del transformador.

Estas fallas se manifiestan en forma de: presencia de carbón en las terminales, terminales carcomida, o una coloración intensa en los aislamientos.

Los falsos contactos se originan por tornillería o terminales sueltas, es recomendable apretar periódicamente las terminales externas del transformador y en un mantenimiento, mayor del mismo revisar los aprietes internos del mismo.

Corto circuito externo:

Esta falla es producida por un corto circuito externo al transformador de lado de baja tensión. La alta corriente que circula durante el corto, se traduce en esfuerzos mecánicos que pueden distorsionar los devanados y hasta moverlos de su posición. Si el corto circuito es intenso y prolongado, su efecto se reflejara en una degradación al aceite, sobrepresión, arcos y posteriormente “abombamiento” del tanque, dependiendo de la severidad del corto circuito.

Después de una falla de este tipo y antes de reconectar el servicio del transformador, se debe tener la certeza de que se ha eliminado el corto circuito y revisar exhaustivamente el transformador para determinar si este no sufrió daños.

Corto circuito entre espiras:

Este tipo de fallas es el resultado de los aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, sobrecalentamientos continuos, exceso de tensión, etc.

Estas fallas tardan en poner fuera de servicio al transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. La ionización degrada al aceite y a los aislamientos y puede presentar después de la falla un posible “abombamiento” en el tanque.

Sobretensiones por descargas atmosféricas:

Para prevenir este tipo de falla, se recomienda el uso de apartarrayos lo más cercano del transformador. Esta distancia no debe ser mayor de un metro, entre la boquilla y el apartarrayos.

En caso de que la sobretensión resultante por las descargas atmosféricas rebase los límites del nivel de aislamiento al impulso del transformador, el devanado sujeto a este esfuerzo fallara.

La protección provista por los apartarrayos es limitada, en la medida en que la tensión que aparece en sus terminales (y a su vez, el devanado protegido) es una función de la corriente que es descargada a través del apartarrayos.

Estas corrientes tienen un promedio cercano a los 30 kVA, pero en al menos un 5% de las veces pueden estar por encima de los 100 kVA. La protección de los apartarrayos es típicamente provista hasta una energía de 2kJ/kV.

Por lo anterior, la forma de onda de la sobretensión, así como su magnitud, tanto como la corriente que atraviesa el apartarrayos, determinan si la protección provista por el mismo es adecuada o no.

Sobretensiones por transitorios:

Este tipo de sobretensiones son producidas por falsas operaciones de re cierre o por puesta de servicio o desconexión de bancos de capacitores, etc. Las sobretensiones que se producen son del orden de hasta dos veces la tensión de operación.

Su daño es a largo plazo y en ocasiones se confunde con una falla de cortocircuito entre espiras.

Sobrecargas:

El transformador está diseñado para soportar sobrecargas de acuerdo a norma (o superiores). En el caso de que estas sobrecargas excedan los valores definidos, el transformador tendrá un envejecimiento acelerado, y con el tiempo, podrá presentar fallas, tales como una falla entre espiras.

Las características de esta tipo de falla son: un envejecimiento total o parcial de los aislamientos internos del transformador, papel y cartón quebradizo y con un cambio de coloración, y/o de propiedades mecánicas y/o dieléctricas.

Recomendaciones:

Por lo tanto para evitar daños causados por parámetros eléctricos (corriente o tensión), todo transformador debe contar con protecciones que aislen al aparato o al sistema de distribución de estos fenómenos dañinos.

Por lo anterior expuesto, recomendaciones proteger con los siguientes elementos:

- ✓ Colocar un apartarrayos, uno en cada fase.
- ✓ Fusible limitador de corriente en el lado primario del transformador, en caso de tener corrientes de corto circuito disponible más elevadas que la capacidad interruptora del elemento de desconexiones AT. (fusible de expulsión, interno o externo).
- ✓ Interruptor o limitador de corriente en el lado secundario del transformador y lo más cercano a este.
- ✓ Apartarrayos en el secundario (para proteger de sobretensiones que aparecen en la BT).

Mantenimiento de pintura de transformadores:

Indicadores de deterioro de la pintura; la inspección continua de la superficie deberá concentrarse en los siguientes indicadores de problemas:

Las siguientes fallas de la pintura para recubrimiento pueden localizarse fácilmente en áreas tales como: las bases del transformador, en particular, aquellas unidades asentadas sobre concreto sin respiraderos de aire; los bordes agudos, como por ejemplo los de las aletas de enfriamiento, debajo de la tapa superior y en el fondo de los radiadores debido a la migración de agentes corrosivos.

Las fallas de recubrimiento de este tipo requieren atención inmediata, a fin de detener el deterioro:

Desintegración en forma de tiza (chalking):

Este término se usa para referirse a la alteración que sufre la pintura epóxica a causa de los agentes atmosféricos, como por ejemplo la luz solar. Este efecto de formación de tiza y pérdida de tonalidad ("controlada", según los fabricantes). No aporta beneficio alguno a la superficie del transformador, de hecho puede incluso atraer partículas adicionales transportadas por el viento.

Cuarreamiento y agrietamiento:

Se usan para describir las grietas que se forman en la película de pintura a medida que esta se endurece y se vuelve quebradiza. La causa principal es la variación de temperatura (expansión y contracción de la superficie metálica).

Escamación y exfoliación:

Se usan para referirse a las partes de la pintura de recubrimiento, relativamente grandes que por acción de la humedad se despegan y se rizan ligeramente lo que deja al descubierto la superficie base. Estas especies de escamas, al final, se desprenden. La aparición de tales peladuras se debe a una mala elección de la pintura o a una limpieza incorrecta de la superficie.

Moho:

Se refiere al hongo que crece en presencia de la humedad, el cual se alimenta de la pintura de recubrimiento. Por lo general este es un factor asociado solamente con las pinturas para uso doméstico.

Herrumbre (corrosión):

Se refiere al deterioro de una sustancia (generalmente un metal) por reacción con el ambiente que la rodea; en especial con el oxígeno, la humedad y los óxidos de carbono, el nitrógeno y el azufre.

Permeabilidad:

Se refiere al proceso de absorción de agua por la película de pintura y su transmisión hacia la superficie metálica. Luego, el hidrógeno (que se encuentra en la superficie) produce fragilidad en el metal.

Ósmosis:

Se refiere a la aparición acelerada de burbujas en la película de pintura, debido a la formación de soluciones salinas solubles de bajo de la pintura por causa de la humedad (transmisión de vapor de agua- T.V.A).

Desconchado:

Se refiere a la separación. O pérdida de adhesión del recubrimiento y posterior desprendimiento. Las pinturas no toleran temperaturas excesivas en las superficies que recubren.

Solución al Deterioro de la Pintura:

La aplicación de pinturas para recubrimientos protectores a las superficies de acero brinda una solución al problema de corrosión.

Esta solución supone la preparación minuciosa de las superficies metálicas, seguida de la aplicación de capas de imprimación y de acabado.

Es un proceso de aplicación de pintura en polvo por medio de aspersores electrostáticos y curados en un horno a altas temperaturas.

El recubrimiento anticorrosivo debe cumplir con los requisitos indicados en la norma NMX-J-116-ANCE. Bajo las condiciones generales de servicio mencionadas en la misma así como en la norma NMX-J-409-ANCE.

Adicionalmente se recomienda hacer una inspección visual periódica de las partes externas del transformador al menos cada dos años.

En caso de encontrar indicios de una degradación causada por efectos mecánicos, químicos o radiación, causados por una exposición a medios ambientes más hostiles que los ya antes mencionados (tales como la exposición a niebla salina, rocío pesado, exposición a zonas de alta contaminación salinas, exposición a brisa marina, vapores ácidos

Se recomienda limpiar el área afectada por medios mecánicos (ejemplo: cepillo de alambre de bronce), hasta eliminar el óxido, y retocarse con una capa de pintura rica en zinc, dosificada con rociador, protegiendo las boquillas para evitar que el rocío de la pintura se deposite en estas.

Indicadores de Deterioro de la Pintura:

La inspección continua de la superficie deberá concentrarse en los siguientes indicadores de problemas: Las siguientes fallas de la pintura para recubrimiento pueden localizarse fácilmente en áreas tales como: las bases del transformador ,en particular, aquellas unidades asentadas sobre concreto sin respiraderos de aire; los bordes agudos ,como por ejemplo: los de las aletas de enfriamiento ;los soportes de acero en ángulo soldados a dichas aletas para lograr rigidez; el tercio inferior de las aletas de enfriamiento, cerca del múltiple; debajo de la tapa superior y en el fondo de los radiadores debido a la migración de agentes corrosivos. Las fallas de recubrimiento de este tipo requieren atención inmediata, a fin de detener el deterioro. Desintegración en forma de tiza ("chalking"), este término se usa para referirse a la alteración que sufre la pintura epóxica a causa de los agentes atmosféricos, como por ejemplo la luz solar. Este efecto de formación de tiza y pérdida de tonalidad ("controlada", según los fabricantes), no

aporta beneficio alguno a la superficie del transformador. De hecho, puede incluso atraer partículas adicionales transportadas por el viento. Cuarteamiento y agrietamiento se usan para describir las grietas que se forman en la película.

De pintura a medida que ésta se endurece y se vuelve quebradiza. La causa principal es la variación de temperatura (expansión y contracción de la superficie metálica) escamación y exfoliación se usan para referirse a las partes de la pintura de recubrimiento, relativamente grandes ,que por acción de la humedad se despegan y se rizan ligeramente ,lo que deja al descubierto la superficie base.

Estas especies de escamas, al final, se desprenden .La aparición de tales peladuras se debe a una mala elección de la pintura o a una limpieza incorrecta de la superficie.

Preparación de la Superficie:

La correcta preparación de la superficie es la clave para el desempeño duradero de cualquier sistema de recubrimiento. Se ha demostrado que cerca de 80% de las fallas de recubrimiento son el resultado de una preparación de la superficie incorrecta o incompleta.

La preparación óptima de la superficie puede ser costosa; sin embargo, nunca debe dejarse a un lado, ya que el costo adicional se compensa con el mayor intervalo entre repintados. Dado que la mano de obra es el factor principal de costo, supone aproximadamente el 70% del precio del trabajo, es mucho más barato hacerlo bien que repetirlo.

Existen tres métodos principales para preparar las superficies de acero antes de pintarlas:

- Raspado y uso de cepillo de acero :

Comúnmente, el raspado y desconchado de las capas muy gruesas de pintura vieja y otros contaminantes se realiza antes de aplicar otras técnicas de

preparación, tales como el cepillado con cepillo de acero o limpieza con herramientas eléctricas, el cepillado con acero o limpieza manual es una de las técnicas más utilizadas para la remoción de la cascarilla suelta y la herrumbre.

Desafortunadamente, el cepillo no alcanza los contornos inferiores del acero; por consiguiente, aquellos recubrimientos, en buen estado, que sean brillantes o muy difíciles de limpiar deben limpiarse con chorro de arena muy suave ("chorro dulce"), a fin de "picar" la superficie o conferirle cierta rugosidad. Esto ayudará a maximizar la capacidad de adhesión del nuevo recubrimiento. Los cepillos de acero vienen en una gran variedad de formas y tamaños, además presentan diversos tipos de cerdas.

Para remover la acumulación de herrumbre o de capas anteriores de pintura en áreas extensas se pueden emplear herramientas eléctricas. La limpieza con herramientas eléctricas, por lo general, resulta mejor que la limpieza manual. Esta técnica es mucho más rápida, más fácil de aplicar y más económica.

La capa de acabado:

Cumple varias funciones:

1. Estética:

Este es un aspecto muy importante ya que la primera reacción ante un trabajo de pinturas; ¿cómo luce? El uso de recubrimientos de acabado muy brillante es funcional así como decorativo.

2. Seguridad:

La codificación por colores indica distintas localidades y peligros normalizados y proporciona una mayor visibilidad por ejemplo algunos fabricantes de pintura utilizan el amarillo para designar precaución ante peligros físicos y morado para designar peligros de radiación.

3. Protección:

- El clima:

Radiación solar (U.V.), viento, contaminación por abrasión, calor y humedad por ejemplo, durante el invierno una unidad energizada puede estar caliente en la parte superior y fría en la parte inferior, con un alto diferencial entre el calor generado internamente y la temperatura externa (corrosión termo galvánica).

Para propósitos de comparación, considere el diferencial de temperatura que aceptan varios sistemas de recubrimiento. La tolerancia a temperaturas altas y continuadas caracteriza a las siliconas alquídicas (150 °C), los epóxicos catalizados (105 °C) y el poliuretano (90 °C), mientras que la goma clorinada (60 °C) y el vinilo (60 °C – 66 °C) presentan una baja tolerancia de temperatura.

- El agua:

La humedad puede manchar, dañar o destruir un recubrimiento. Recuerde que el agua proveniente de torres de enfriamiento tiene un factor de pH bajo (ácido). Por lo tanto, esta agua atraparé las gotitas corrosivas y las mantendrá en la superficie del aparato el tiempo suficiente como para promover reacciones electroquímicas.

- El ambiente químico:

Los ácidos, como el ácido sulfúrico, clorhídrico, nítrico, fosfórico y fórmico, y los álcalis, como la soda cáustica, la lejía y la cal, así como los fertilizantes, pulverizador es para árboles y sales para deshielo de carreteras, atacarán a cualquier sistema de pintura. Por consiguiente, la correcta selección del sistema de pintura garantizará la mayor duración del recubrimiento protector del transformador, incluso en las condiciones más adversas. Sin embargo, en

condiciones extremas ninguna pintura puede garantizar perdurabilidad .La Norma ANSI/IEEE C57.12.00-1993 establece que las "pinturas metálicas, como de aluminio, zinc, .etc., poseen propiedades que incrementan la elevación de la temperatura de los transformadores excepto bajo luz solar directa."

Al aplicar la capa de acabado, se deben considerar los siguientes aspectos; Primero, el acabado debe ser compatible con el imprimador. La adhesión y la cohesión son cualidades de la mayor importancia. Existen diversos imprimadores universales de calidad que pueden minimizar este problema. Segundo, adapte el sistema de recubrimiento para la mayor resistencia química mediante el uso de epóxico catalizado o poliuretano. Tercero, en presencia de salpicadura o llovizna corrosiva, todo sistema fallará prematuramente.

Por ejemplo, los problemas más graves de pintura se presentan en y alrededor de las torres de enfriamiento de las plantas químicas. Se tienen dos alternativas: pintar cuando la torre de enfriamiento esté fuera de servicio o instalar una cubierta para el transformador mientras se desarrollen las diversas fases de pintura .Basta con unos pocos minutos de exposición a la llovizna de la superficie preparada antes de aplicar el imprimador para condenar el sistema de pintura al fracaso.

Mientras piensa en el color, considere el uretano ASTM ClaseV, debido a que posee las siguientes cualidades:

- Resistencia a la permeabilidad de humedad.
- Flexibilidad de temperatura.
- Resistencia a la corrosión
- Noventa y cinco por ciento de reflexión de la luz (sólo el blanco) y excelente retención del color (resistencia a la evanescencia)
- Acabado resistente. Los hongos no pueden crecer en áreas húmedas.
- Tiempo de curado (36 horas) cuando la resistencia a la corrosión hace efecto. Tenga en cuenta que el contenido de sólidos puede variar entre las

diferentes formulaciones de pintura. Los criterios precedentes aplican para Clase V ASTM, TDI catalizado (isocianato) con absorbentes de ultravioleta (o HDI modificado con resinas acrílicas).

Cuarto el acabado no necesita ser muy grueso para ser efectivo. Demasiado espesor puede ser perjudicial esto lleva a un descascarillado prematuro, añade peso excesivo a las aletas de enfriamiento y dificulta la radiación la convección y la ventilación. De seis a diez pulgada de pintura es el promedio aceptado.

Por último los métodos de aplicación del acabado representan un factor significativo de cara a la durabilidad del sistema de pintura.

Mantenimiento de aisladores:

Desde sus comienzos la industria eléctrica se ha visto agobiada por problemas de contaminación de los aisladores y de soporte, debido a depósitos naturales (tales como el rocío de alba, la niebla con salitre de las áreas costeras y, más recientemente la contaminación urbana) y a la contaminación industrial. Esta contaminación con frecuencia trae como consecuencia transformadores ruidosos, deterioro de las superficies aislantes, descargas parciales, arcos sobre las superficies contaminadas y pérdida de energía.

Es posible evitar que los aisladores produzcan descargas limpiándolos periódicamente con un trapo (con el equipo desegernizado) lavándolos o limpiándolos al seco.

Tipos de contaminantes:

- 1) Inorgánica: humos, vapores, polvo.
- 2) Orgánica: bacterias, esporas de plantas.
- 3) Agua: niebla, bruma, llovizna, lluvia.

Los contaminantes suspendidos en el aire pueden dividirse en dos categorías generales: conductivos y no conductivos o inertes. Los contaminantes

conductivos típicos son el polvo de carbón, las cenizas volcánicas y algunas sales químicas, tales como el cloruro de sodio, el sulfato de sodio, el cloruro de magnesio y algunos ácidos. Cuando están en solución, estas sales iónicas pueden ocasionar descargas parciales o arcos sobre las superficies, al formar una cubierta conductora sobre la superficie de la estructura del aislador. La gravedad de la contaminación producida por estas sales se mide, por lo general, en términos de la densidad equivalente del depósito de sales.

Los contaminantes no conductores están compuestos por materiales sólidos que no se disuelven formando iones. Estos incluyen las arcillas, como el caolín y la bentonita, los pegamentos inorgánicos, el dióxido de silicio, así como polvos de cal y fertilizantes en las áreas agrícolas. Estos contaminantes inertes pueden ser hidrofóbicos, por lo que podrían aumentar el índice de humedad del aislador.

Una vez que los aceites y grasas alcanzan sus límites de absorción, se endurecen y contribuyen con la humedad superficial. Los contaminantes no conductores como el polvo y el pegamento no representa un problema mientras permanezcan secos; pero, en presencia de humedad, absorben agua y se transforman de inertes a conductores. Al alcanzar un cierto valor crítico, se producen arcos eléctricos.

La limpieza manual supone la eliminación de polvo y otros contaminantes de la superficie de los aisladores. Se practica normalmente en áreas en las que no se puede utilizar el lavado a presión o cuando el acceso a los aisladores no es fácil o estos se encuentran muy cerca de equipos energizados. Aunque la limpieza manual es efectiva para limpiar aisladores, también es tediosa, tomar mucho tiempo y es costosa, ya que el equipo debe estar desenergizado.

Entre los materiales utilizados para la limpieza manual se pueden mencionar: paños secos para limpiar depósitos suaves y suelos; paños empapados en agua o queroseno; solventes o químicos limpiadores, así como cepillos o lana de acero para las superficies cubiertas con depósitos secos o endurecidos.

Secado:

El contenido de humedad del aislamiento sólido de un transformador desempeña un papel de gran importancia para determinar el lapso de vida de dicho transformador. Cada vez que el contenido de humedad de aislamiento sólido se duplique, se reducirá a la mitad la expectativa de vida del transformador. A todo lo largo de la vida operativa del transformador, la humedad se ira acumulando en el aislamiento sólido. Esta humedad se origina tanto en el exterior como en el interior del transformador, a medida que el aislamiento líquido y sólido envejece y se oxidan con el paso del tiempo.

Cada transformador inicia su vida operativa con una determinada cantidad de humedad presente en el aislamiento sólido, que se deriva del proceso de fabricación, tanto del aislamiento como del transformador. En las condiciones de humedad ambiental presentes en la fábrica, el aislamiento sólido que está expuesto a la atmosfera puede absorber hasta 8% o 9% de humedad por peso seco.

Puesto que el aislamiento sólido absorben más humedad de la atmosfera que la que es conveniente tener en un transformador operativo, en las fábricas y en los centros de reparación secan el núcleo y el conjunto de las bobinas mediante el uso de calor y o vacío, antes de encubar las partes activas y llenar el transformador con aceite.

Se cuentan con dos conocidos métodos para secar el aislamiento en fábrica que utiliza solo calor. El primer método se conoce como secado al horno. Para este procedimiento de secado, el núcleo y los devanados se extraen del tanque y se colocan en un gran horno.

El otro método de secado, en fábrica, del aislamiento es mediante la utilización de aire caliente y seco. En el taller se hace circular a través del interior del transformador, la humedad se elimina de forma constante del aire circulante, completar la deshidratación mediante este método toma bastante tiempo, este

método funciona para los viejos diseños de sistemas de aislamiento si el punto de rocío es menor a 0°C o su humedad relativa es menor de 25% a 20°C .

Capítulo V

Conexiones de transformadores

La energía eléctrica se genera, se transmite y se utiliza en una variedad de combinaciones distintas de voltaje, casi todo cambio necesario para unir el generador con la línea, o la línea con el usuario final, se lleva a cabo con uno o varios transformadores. En muchas de estas tareas participan equipos y los transformadores no son la excepción, es por esta razón que al trabajar tanto con transformadores trifásicos y monofásicos estudiaremos las conexiones posibles que estos puedan tener.

Conexiones de Transformadores monofásicos.

Es la conexión más simple, de la conexión de transformadores, y principalmente se hace para aumentar la potencia de dichos transformadores, se puede efectuar para transformadores concordantes y no concordantes en paralelo como se describirá en los siguientes párrafos.

Conexiones de transformadores en paralelo:

Para que los transformadores se puedan conectar en paralelo uno con otro de forma económica y satisfactoria; se deben seguir ciertas condiciones que son de vital importancia y a continuación se mencionan:

1. Los voltajes nominales de los devanados primarios y secundarios deben ser idénticos, por consiguiente, las relaciones de espiras de igual forma; son permisibles pequeñas diferencias si y solo si las corrientes de circulación resultantes se pueden tolerar.
2. Para transformadores con diferentes valores de kVA nominales, las impedancias equivalentes deben ser inversamente proporcionales a los kVA nominales individuales si se desea evitar las corrientes de circulación.
3. Las resistencias equivalentes y las reactancias equivalentes deben tener la misma relación para evitar corrientes de circulación y la operación a distintos factores de potencia.
4. Se deben observar las polaridades correctas en la interconexión.

La forma más fácil y correcta de satisfacer este modelo de conexión es poner en paralelo los transformadores con especificaciones similares, de preferencia que sean de la misma marca y modelo, tomando en cuenta los puntos anteriores 1, 2 y 4 para evitar que los valores de las corrientes de circulación sean indeseables.

Transformadores no concordantes en paralelo:

Para que este tipo de condición se cumpla y se pueda decir que un transformador concuerda con otro para propósitos de puesta en paralelo ambos:

- Deben ser verdaderamente idénticos.
- Sus factores de transformación deben ser idénticos, y sus reactancias, impedancias y resistencias equivalentes serán inversamente proporcionales a sus kVA nominales.

Cuando se tienen construcciones similares, si las impedancias, las resistencias y las reactancias concuerdan lo suficiente la hermandad será aceptable; mientras si una unidad fuera de construcción de núcleo y la otra de construcción de tipo acorazado, la probabilidad de una hermandad satisfactoria es mucho menos y se necesitaría de una prueba para obtener los datos requeridos.

Transformadores concordantes en paralelo:

Se dice que dos transformadores son concordantes en paralelo siempre y cuando el factor de transformación es similar y las impedancias del secundario son casi inversamente proporcionales a las cargas nominales del transformador.

Cuando los transformadores sufren solamente de una pequeña discordancia en cuanto a sus relaciones de voltajes, se tiene que usar la conexión en paralelo con mucha precaución, la compartición de carga en estas condiciones es una función tanto de sus relaciones de transformación como de sus impedancias reflejadas.

Estos casos son generalmente cuando los transformadores tienen una diferente regulación de voltaje, para este caso pueden tener la misma relación de voltajes a una carga y no a la otra.

Conexiones de transformadores trifásicos:

Siempre que se modifica el nivel de voltaje en una línea trifásica, se lleva a cabo con transformadores, existen cuando menos cinco combinaciones distintas de transformadores que se pueden utilizar, cada combinación tiene un campo de utilidad diferente y deben cumplir con los siguientes requerimientos para que los circuitos trifásicos sean satisfactorios.

1. Todos los transformadores de un banco de transformadores trifásicos deben tener relaciones de transformación similares y, por tanto, los mismos voltajes nominales en altas y en bajas.
2. Todos los transformadores deben tener los mismos kVA nominales.
3. Todos los transformadores deben tener el mismo tipo de construcción, ya sea de núcleo o tipo acorazado.
4. Todos los transformadores deben tener las mismas resistencias, reactancias e impedancias, y preferentemente de la misma marca y modelo.

5. Todos los transformadores deben etiquetarse y marcarse en cuanto a polaridad en forma similar, generalmente H_1 - H_2 y X_1 - X_2 con los subíndices nones positivos, teniendo cuidado de una inversión involuntaria de polaridades que podría causar problemas

Cuando todas las condiciones anteriores se cumplen adecuadamente, el circuito trifásico puede componerse de tres transformadores idénticos pero separados o un solo transformador trifásico, ya que de cualquier forma habrá tres devanados de primario idénticos y tres devanados de secundario idénticos.

Conexión DELTA-DELTA (Δ - Δ):

La conexión delta-delta en transformadores trifásicos se emplea normalmente en lugares donde existen tensiones relativamente bajas; en sistemas de distribución se utiliza para alimentar cargas trifásicas a 3 hilos.

Una ventaja de las conexiones delta-delta es que los voltajes del sistema son más estables con relación a una carga desbalanceada, además de que si un transformador falla se puede desconectar de la línea y continuar la operación a un nivel inferior de potencia.

Esta conexión presenta la desventaja de no tener hilo de retorno; en cambio tiene la ventaja de poder conectar los devanados primario y secundario sin desfaseamiento.

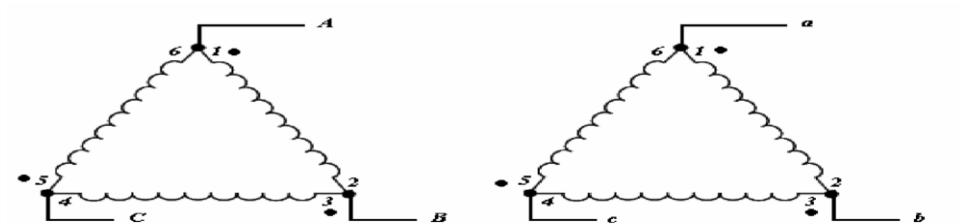


Figura. 1.38 Delta – Delta

www.tipos de conexiones del tranasformador.com

Conexión DELTA-ESTRELLA (Δ -Y) :

Esta conexión Δ -Y se emplea en los sistemas de transmisión en los que es necesario elevar las tensiones de generación. En sistemas de distribución es conveniente su uso debido a que se pueden tener 2 tensiones diferentes entre fase y neutro.

Cuando la conexión normal es elevadora, las conexiones del primario se hacen generalmente a las conexiones de la bobina X. con las conexiones de la bobina H_1 como líneas del secundario y las terminales H_2 como el punto de estrella, la relación de fases es de 30° de primario a secundario.

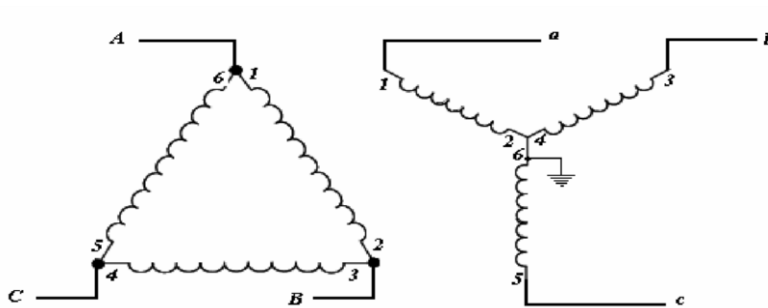


Figura 1.39 Delta – Estrella

www.tipos de conexiones del transformador.com

Conexión ESTRELLA-DELTA (Y- Δ):

Se utiliza esta conexión en los sistemas de transmisión de las subestaciones receptoras cuya función es reducir las tensiones. En sistemas de distribución es poco usual, se emplea en algunas ocasiones para distribución rural a 20 kV.

Este tipo de conexión tiene un desfase entre los voltajes primario y secundario de 30° y esto quiere decir que un banco de transformadores estrella delta no se puede poner en paralelo ya que se causaría una corriente de circulación excesiva entre ambos bancos de transformadores.

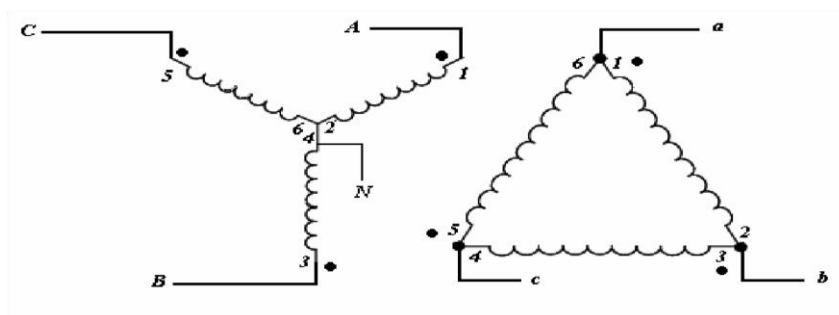


Figura 1.40 Conexión Estrella – Delta.

www.tipos de conexiones del transformador.com

Conexión ESTRELLA-ESTRELLA (Y-Y):

Esta conexión se emplea en tensiones muy elevadas, ya que se disminuye la cantidad de aislamiento. La combinación trifásica de 208/120 V es muy usual, gran cantidad de departamentos y negocios aprovechan los 208 V para sus hornos o calentadores, acondicionadores de aire o elevadores; de igual forma cualquier conexión monofásica de 120 V para iluminación.

Tiene la desventaja de no presentar oposición a las armónicas impares; en cambio puede conectarse a hilos de retorno; pero si se invierte involuntariamente uno de los devanados del transformador, los voltajes del secundario quedan muy desbalanceados. La puesta en paralelo con una fase invertida es imposible debido a los cortocircuitos.

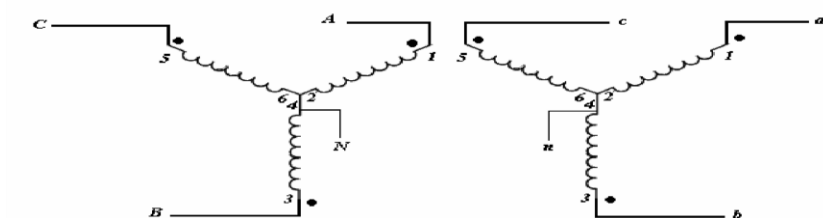


Figura 1.41 Conexión Estrella – Estrella.

www.tipos de conexiones del transformador.com

Conexión DELTA ABIERTA-DELTA ABIERTA:

Esta se puede considerarse como una conexión de emergencias en transformadores trifásicos, ya que si en un transformador se quema o sufre una avería cualquiera de sus fases, se puede seguir alimentando las cargas trifásicas operando el transformador o dos fases, solo que su capacidad disminuye un 58.8% aproximadamente.

Los transformadores trifásicos en V-V “se emplean en sistemas de baja capacidad y usualmente operan como auto transformadores; sin embargo introducen cierto desbalance de voltaje debido a la falta de simetría de los efectos de regulación de voltaje con carga”.

Capítulo VI

Normas aplicables para transformadores de distribución

A continuación mencionaremos algunas normas que son aplicables a transformadores de distribución de cualquier tipo, estas son:

NMX-J-116 ANCE 2005. Norma Mexicana ANCE, para transformadores de tipo poste y subestación, especificaciones.

NMX-J-169-ANCE-2004. Norma Mexicana ANCE, transformadores y autotransformadores de distribución y de potencia – métodos de prueba.

NMX-J-285-ANCE-2005. Norma Mexicana ANCE, transformadores de tipo pedestal monofásicos y trifásicos para distribución subterránea-especificaciones.

NMX-J-351-ANCE-2005. Norma Mexicana ANCE, transformadores de distribución y potencia tipo seco- especificaciones.

NMX-J-409-ANCE-2003. Norma Mexicana ANCE. Guía de carga de transformadores de distribución y potencia sumergidos en aceite.

Norma Oficial Mexicana NOM-002-SEDE-1999, Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución. NOM-008-SCFI. Sistema general de unidades de medida.

NOM-024-SCFI. Información comercial para empaques, instructivos y garantías de los productos electrónicos y electrodomésticos.

NMX-J-098-ANCE. Sistemas eléctricos de potencia-suministro-tensiones eléctricas normalizadas.

NMX-J-123-ANCE. Transformadores- aceites minerales aislantes para transformadores.

NMX-J-308-ANCE. Transformadores- guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes para transformadores en servicio. NMX-J-321-ANCE. Apartarrayos de óxidos metálicos sin explosores, para sistemas de corriente alterna- especificaciones y métodos de prueba.

NMX-J-404-ANCE. Conectores aislados separables tipo codo para 15,25 y 35 kV. NMX-J-410-ANCE. Guía para la instalación y mantenimiento de transformadores sumergidos en aceite.

Estas normas mexicanas establece los requisitos que deben cumplir los transformadores de distribución de cualquier tipo conexión ya bien sean monofásicos o trifásicos, sumergidos en líquido aislante y auto enfriados. Es aplicable a los autotransformadores incluidos en los límites de capacidad y tensión, considerando su capacidad equivalente como transformador.

- ✓ Transformador: por normatividad se dice que es un dispositivo eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos a la misma frecuencia y transformando usualmente los valores de tensión y corriente.
- ✓ Transformador de distribución: según la norma NMX-J-409-ANCE.- es aquel transformador con una potencia nominal máxima de 2500 kVA por fase y cuya alta tensión tenga un valor nominal que no pase 36 kV.
- ✓ Según la norma NMX-J-116-ANCE.- Es aquel que tiene la capacidad hasta de 500 kVA, con tensiones nominales máximas de 34500 V en ambos devanados.
- ✓ Transformador de distribución tipo poste: aquel que está dispuesto para ser montado en un poste o estructura similar.
- ✓ Transformador de distribución tipo subestación: aquel que está dispuesto para ser instalado en una plataforma, cimentación o estructura similar.
- ✓ Transformador de distribución tipo costa: aquel que está diseñado para utilizarse en zonas costeras y en climas cálidos.
- ✓ Temperatura de referencia del transformador: suma de elevación de temperatura promedio del devanado más 20° C.

Por normatividad los transformadores de distribución deben operar dentro de un ambiente de -5° C hasta 40° C. deben operar a su capacidad nominal siempre y cuando la temperatura máxima del ambiente no exceda de 40° C y la temperatura promedio del ambiente durante cualquier periodo de 24 h no exceda de 30°C a excepción de los transformadores tipo costa.

Se recomienda que la temperatura promedio del aire refrigerante se calcule promediando las lecturas obtenidas durante 24 horas, ejecutando estas lecturas cada hora. Cuando el ambiente sea el medio refrigerante, se puede usar el promedio de la temperatura máxima y mínima durante el día; por lo general el valor obtenido en esta forma es ligeramente mayor que el promedio real diario, pero en no más de 0,25.

Efecto de la altitud en la elevación de la temperatura:

Cabe mencionar que el aumento de la altitud produce una disminución en la densidad del aire, lo que a su vez incrementa la elevación de la temperatura en los transformadores que dependen del aire para su disipación de calor.

Por lo tanto debe tomarse en cuenta lo anterior para la operación de los transformadores en las formas que a continuación se indican:

- Operación a capacidad nominal.- transformadores contruidos para altitudes de 1000 metros pueden operarse a capacidad nominal a mayores altitudes, siempre que la temperatura ambiente promedio máxima, no exceda de los valores indicados en la siguiente tabla:

- *Tabla 10*

Altitud en metros	Temperatura ambiente promedio
1000	30°C
2000	28°C
3000	25°C
4000	23°C

Nota: Valores máximos de temperatura ambiente de acuerdo a la altitud

- Operación a capacidad reducida.- si la temperatura ambiente promedio máxima excede de los valores indicados en la tabla anterior, pero sin exceder la temperatura promedio de 30°C, se puede operarse a capacidad reducida de 0,4 % de la capacidad por cada 100 m en exceso a los 1000 o 2300 sobre el nivel del mar.

Efecto de la altitud en la rigidez dieléctrica del aire:

El aumento en la altitud produce disminución en la densidad del aire, lo cual a su vez disminuye la tensión del flameo.

La rigidez dieléctrica de algunas partes de un transformador, que depende total o parcialmente del aire para su aislamiento, disminuye conforme la altitud aumenta. Para una clase de aislamiento, dada la rigidez dieléctrica a 1000m de altitud, debe multiplicarse por el factor de corrección apropiado para la nueva altitud, a fin de obtener la nueva rigidez dieléctrica a la altitud especificada en la siguiente tabla:

Tabla 11

Altitud en metros	Factores de corrección
1000	1,00
1200	0,98
1500	0,95
1800	0,92
2100	0,89
2400	0,86
2700	0,83
3000	0,80
3600	0,75
4200	0,70
4500 ⁽¹⁾	0,67

Nota: Factores de corrección de rigidez dieléctrica para altitudes mayores a 1000m

Operación a tensiones superiores a la nominal:

Los transformadores deben operar correctamente bajo las condiciones siguientes:

- a) Con 5 % arriba de la tensión nominal del lado de baja tensión a capacidad nominal en kVA, sin exceder los límites de elevación de temperatura. Solo se aplica cuando el factor de potencia de la carga es de 80% o mayor.
- b) Con 10 % arriba de la tensión nominal del lado de baja tensión en vacío, sin exceder los límites de elevación de temperatura.
- c) Para cualquier derivación a capacidad plena se aplican los mismos requisitos anteriores.

Rigidez dieléctrica del líquido aislante:

La rigidez dieléctrica del líquido aislante nuevo no debe ser menor de 28 kV según la norma NMX-J-123-ANCE.

Condiciones especiales de servicio:

Condiciones de servicio fuera de las indicaciones en los párrafos anteriores se deben especificar previamente al fabricante. Ejemplo de algunas de estas condiciones son las siguientes:

- ✓ Vapores o atmosferas dañinas, exceso de polvo, polvo abrasivo, mezclas explosivas de polvo o gases, vapor de agua, ambiente salino, humedad excesiva, etc.
- ✓ Vibraciones normales, golpes o cambios de posición
- ✓ Temperaturas ambiente excesivamente bajas o altas.
- ✓ Condiciones de transporte o almacenaje poco usuales.
- ✓ Limitaciones de espacio.
- ✓ Otras condiciones de operación, dificultades de mantenimiento, tensión desbalanceada, forma de onda deficiente, necesidades especiales de aislamiento, etc.

Especificaciones eléctricas:

Capacidad nominal:

La capacidad nominal de un transformador son los kilovolt-amperes (kVA) que en el devanado secundario debe suministrar en un tiempo especificado (continuo) a su tensión y frecuencia nominales, sin exceder los límites de temperatura ya establecidos, y de acuerdo con la norma NMX-J-409-ANCE.

Las capacidades nominales preferentes en kVA son las siguientes:

Transformadores monofásicos: 5 kVA; 10 kVA; 15 kVA; 37,5 kVA; 50 kVA; 75 kVA; 100 kVA; 167 kVA; 250 kVA; 333 kVA; 500 kVA.

Transformadores trifásicos: 15 kVA; 30 kVA; 45 kVA; 75 kVA; 112,5 kVA; 150 kVA; 225 kVA; 300 kVA; 500 kVA.

En todas las derivaciones deben obtenerse los kVA de la capacidad nominal.

Designación de terminales:

Los devanados de un transformador deben distinguirse uno del otro, como sigue: En los transformadores de dos devanados, el de media tensión se designa con la letra H y el de baja tensión con la letra X.

La secuencia de esta designación se determina como:

El devanado de tensión más alta se designa con la letra H y los demás con las letras X, Y y Z, en orden decreciente de las tensiones.

En el caso que dos o más devanados tengan la misma tensión, pero de diferente capacidad en kVA, se asignan las letras en orden decreciente según la capacidad.

Las terminales del transformador deben identificarse con la letra mayúscula y un número. Ejemplo H1, H2, H3, X1, X2, X3.

La terminal de neutro en transformadores trifásicos debe marcarse con la letra propia del devanado y el cero. Ejemplo H0 y X0.

Una terminal de neutro que sea comuna dos devanados, de transformadores monofásicos o trifásicos, debe marcarse con la combinación de las letras de los devanados y con los ceros, por ejemplo: H0X0.

Si un transformador tiene un devanado con dos terminales y una de ellas está directamente conectada a tierra, esta debe designarse con la letra correspondiente y el número 2.

Especificaciones de construcción interna:

- ✓ Conductor de los devanados debe ser de cobre y/o aluminio.
- ✓ Aislamiento de conductores el aislamiento de conductores debe ser compatible con el líquido aislante del transformador, su clase térmica debe ser como mínimo 105 °C.

- ✓ Puntos de unión todas las conexiones permanentes que lleven corriente, a excepción de las roscadas, deben unirse con soldadura o mediante conectadores tipo compresión.
- ✓ Conexión del núcleo al tanque el núcleo debe quedar conectado eléctricamente al tanque en un solo punto.
- ✓ Marcado de terminales todas las puntas y terminales internas del transformador, que se encuentren conectadas, deben marcarse con números o letras que coincidan con lo marcado en la placa de datos. Esta identificación debe hacerse por medio de cintas o etiquetas de plástico o cartón comprimido material similar, grabadas con números o letras a bajo relieve o sobre relieve, no menores de 5 mm, sujetadas a cada terminal o grabadas en ella.
 - ✓ Líquido aislante debe cumplir con lo siguiente:
 - No tóxico
 - Contenido de bifenilos políclorados (BPC): menor de 2 mg/kg, lo cual se considera como libre de contaminante. Si el líquido aislante es aceite, debe cumplir con los requisitos indicados en NMX-J-123-ANCE.
 - Para otros líquidos aislantes, deben acordarse entre fabricante y consumidor las características y métodos de prueba de los mismos.
- ✓ Terminal del neutro en transformadores monofásicos con una boquilla de media tensión, el extremo H2 del devanado debe conectarse directamente a tierra en el interior del tanque.

Manejo:

Manejo del transformador de distribución:

Un transformador de distribución nunca se debe levantar o mover sujetándolo de las boquillas, apoyándose de los apartar rayos o cualquier otro accesorio que no sean adiamientos para izar, debido a que son piezas altamente frágiles.

Algunos transformadores están diseñados para levantar la tapa, estos están diseñados para soportar solo el peso de la misma y no para soportar el peso del transformador completo.

Como manejar el transformador de distribución:

El transformador de distribución debe siempre de manejarse con sus protecciones para transporte.

Los movimientos pueden hacerse con montacargas o algún tipo de grúa. Para ello el transformador cuenta con adiamientos en el tanque, donde el transformador puede ser sujetado para relevarlo y/o transportarlo.

Como mover el transformador de distribución:

Cuando no pueda manejarse con montacargas o grúa, puede ser deslizado o movido sobre rodillo, cuidando de no inclinar el transformador de tal manera que pueda dañarse la base y para evitar la caída súbita del mismo. Si tiene que ser deslizado sobre rodillos, se debe usar una plataforma para distribuir los esfuerzos sobre la base de los transformadores.

Como montar el transformador de distribución:

Casi todos los transformadores de distribución cuentan con un sistema de montaje diseñado para ser instalados en un poste de distribución.

En aquellos casos donde se usen crucetas para el montaje, es conveniente fijar los ganchos a los soportes del transformador, antes de ser elevado para su instalación en las crucetas. Si no se dispone de ningún adiamiento, se debe usar una plataforma para montar el transformador.

Valores aceptables para la puesta a punto y puesta en servicio:

Los transformadores de distribución se embarcan armados y listos para ser instalados. Sin embargo, en función del tamaño, importancia del servicio o si el transformador fue almacenado durante un largo periodo de tiempo (más de un año), entonces se le deben hacer pruebas eléctricas de acuerdo a la norma NMX-J-169ANCE y siguiendo los procedimientos mencionados en dicha norma con la finalidad de garantizar el correcto desempeño del mismo. Dichas pruebas son:

- ✓ Resistencia de aislamiento
- ✓ Relación de transformación
- ✓ Rigidez dieléctrica

Conclusión

Una vez finalizada la realización de este trabajo para titulación que lleva por nombre “Diseño, Prueba y Mantenimiento de los Transformador de Distribución” se concluye que los transformadores son una de las maquinas eléctricas fijas con mayor porcentaje de eficiencia en los sistemas de producción y distribución de energía eléctrica.

Además de ser los puntos principales entre el sistema de distribución y los centros de consumo de energía, por lo que se requiere de su correcta operación la cual se garantiza, mediante la aplicación de una serie de pruebas de rutina por las cuales se deben someter una vez terminada su construcción.

Es de vital importancia que se realice un control periódicamente de las condiciones operáticas del transformador, ya que, si bien es cierto que la resistencia del aislamiento junto con los valores del factor de potencia del aislamiento son satisfactorios, los índices de absorción y polarización no lo son, sugiriendo lo anterior a un deterioro del aislamiento del transformador como producto del envejecimiento o falta de mantenimiento.

BIBLIOGRAFIA

Física para estudiantes de ciencias de ingeniería. Tomo II
Frederick J. Bueche.

Segunda edición

Física para ciencias en ingeniería. Tomo II

Raymond A. Serway,

Robert J. Beichner

Quinta edición

Estaciones transformadores y de distribución

Gaudencio Zoppetti Judez

Cuarta edición

Editorial Gustavo Gili, s.a.

Maquinas eléctricas y
transformadores Irving L. Kosow P

Manual de recepción, instalación, operación y mantenimiento para
transformadores de distribución tipo poste monofásico y trifásico Prolec. GE,
S.de R.L. de C.V.

México, DF 2008

Especificación técnica. Transformadores trifásicos tipo poste auto protegido.

Unión Fenosa internacional, S.A.

Año 26 de agosto del 2004.

Manual de instalación, operación y mantenimiento para transformadores de
distribución. Instructivo IOM-02 Voltran s.a. de c.v.

Fabricante de transformadores de distribución y potencia.

Manual de instalación, operación y mantenimiento para transformadores de distribución. Instructivo IOM-03.

Voltran s.a. de c.v.

Fabricante de transformadores de distribución de potencia.

Manual de reparaciones a transformadores de distribución.

Luz y fuerza del centro.

México, DF.

Maquinas eléctricas segunda edición STEPHEN J.CHAPMAN.

El ABC de las maquinas eléctricas Transformadores Gilberto Enríquez Harper.

Transformadores de potencia de medida y de protección Enrique Ras 7ª edición.

Curso normativa de transformadores O. Hernández.

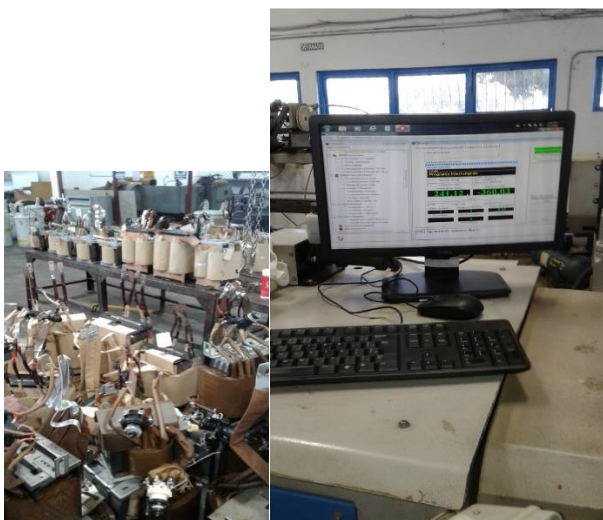
Curso introductorio a transformadores O.Hernandez

Anexo



Trasformador en el área de pintura. Pintado

Transformadores armados para prueba en laboratorio.



Computadora con el software (DIGIMOTOR) para devanado de bobinas de transformadores.

Bobinas preparadas para entrar al horno eléctrico.



Bobina aislada entre devanado secundario y primario.



Maquina devanadora, devanando dos bobinas marca (cooper)

Pernos de baja tensión y boquilla de alta tensión, con aisladores y empaques.



Aceite quemado en mal estado. Cambió de aceite



Bobinas ensambladas con su núcleo correspondiente



Transformador en proceso de pintura. Empapelado de aisladores de alta tensión y baja tensión.



Bobina con su herraje.



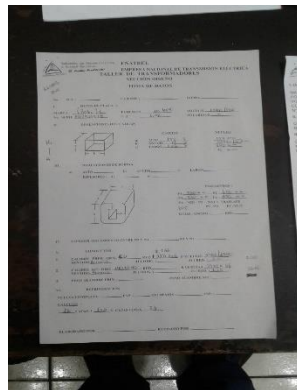
Tubos de papel aislantes
(SPAGUETI)



Mantenimiento de aislador
de alta tensión en mal
estado chisporroteado
(flameado)



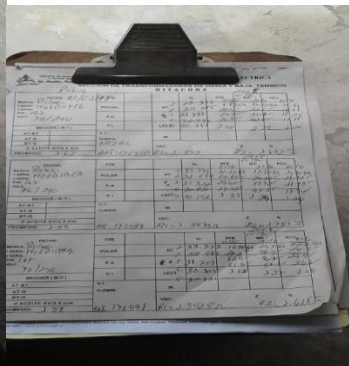
Bobinas con su cambiador de derivaciones soldadas y con respectivo aislamiento (spaqueti).



Hoja de datos de cálculo de bobina



Mazo de hule para alinear espiras del devanado y acoplar núcleo.



Hoja de Bitácora de pruebas de transformadores en el punto de inspección.

